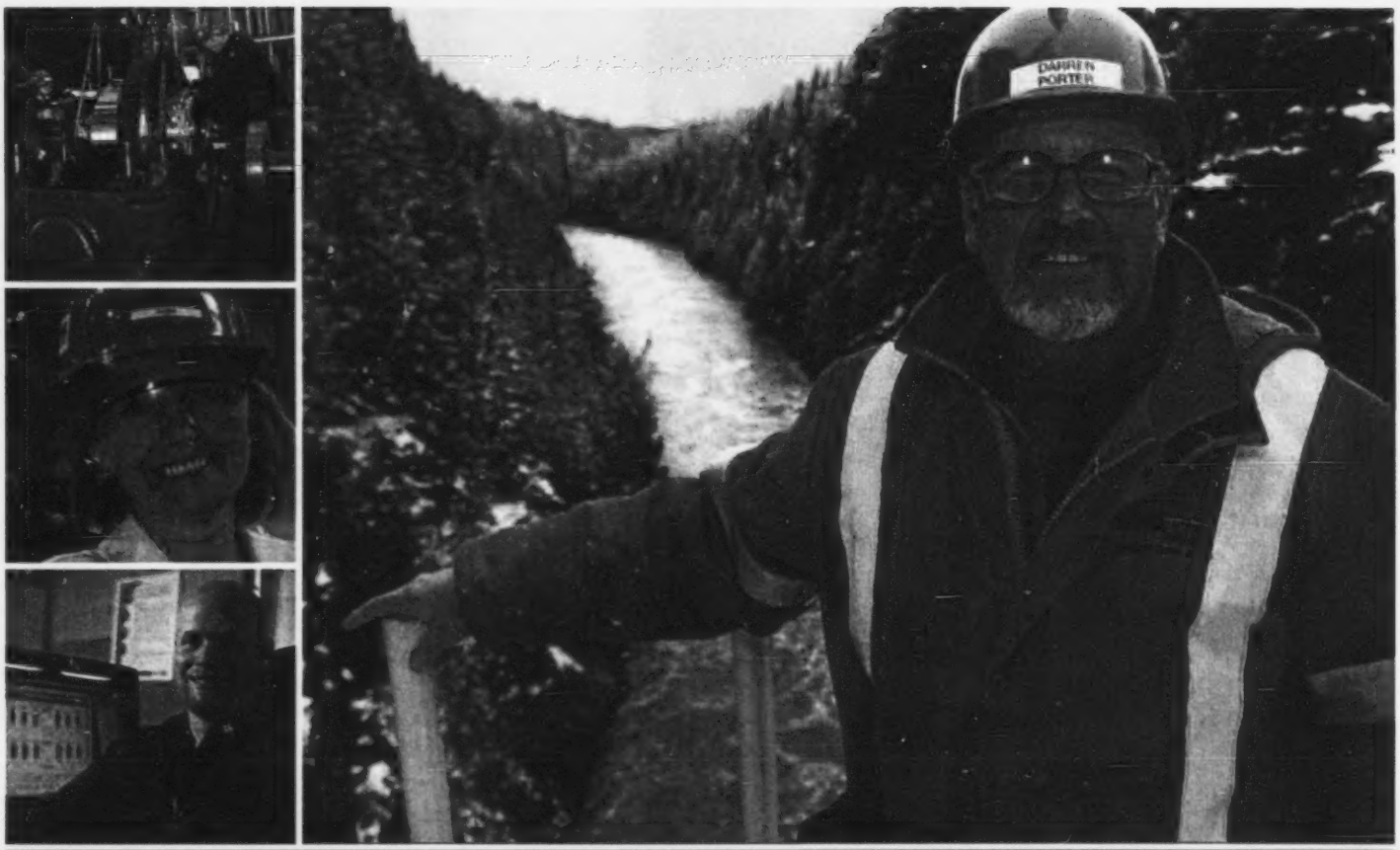


RAPPORT ANNUEL 2008

ONTARIOPOWER
GENERATION

ONTARIO POWER GENERATION

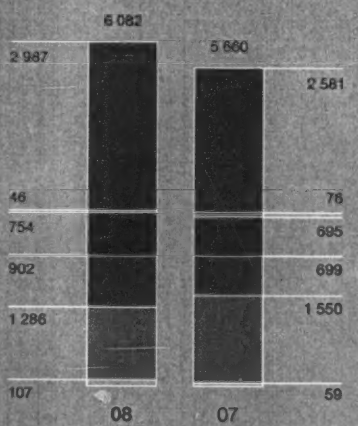
Rétrospective 2008

POINTS SAILLANTS FINANCIERS

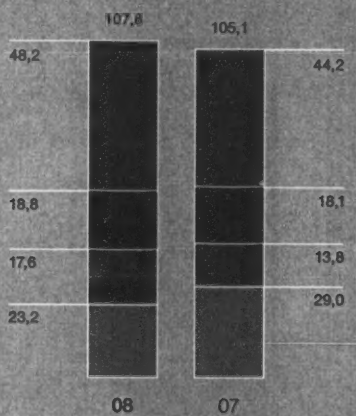
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2008	2007
Revenus		
Revenus avant le rabais associé à la limite de revenus	6 359	5 887
Rabais associé à la limite de revenus	(277)	(227)
	6 082	5 660
Bénéfice		
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices par secteur		
Production nucléaire réglementée	235	(58)
Gestion des déchets nucléaires réglementée	(670)	(26)
Production hydroélectrique réglementée	310	249
Production hydroélectrique non réglementée	508	329
Production d'origine fossile non réglementée	(25)	74
Divers	78	52
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	436	620
Intérêts débiteurs, montant net	165	143
Charge (recouvrement) d'impôts	183	(51)
Bénéfice net	88	528
Production d'électricité (en TWh)	107,8	105,1
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie d'exploitation	870	379

REVENUS ET POINTS SAILLANTS D'EXPLOITATION

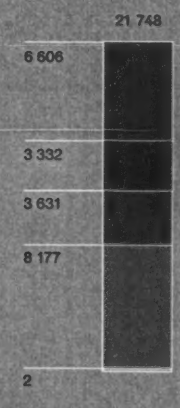
Revenus, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus par secteur
(en millions de dollars)



Production d'électricité par secteur
(en TWh)



Capacité de production en service par secteur
31 décembre 2008
(en MW)



- Production nucléaire réglementée
- Gestion des déchets nucléaires réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Production hydroélectrique non réglementée
- Production d'origine fossile non réglementée
- Divers

- Production nucléaire réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Production hydroélectrique non réglementée
- Production d'origine fossile non réglementée

- Production nucléaire réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Production hydroélectrique non réglementée
- Production d'origine fossile non réglementée
- Divers

Profil de l'entreprise

OPG est une entreprise établie en Ontario dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario. OPG met l'accent sur la production efficiente et la vente d'électricité provenant de ses actifs de production, tout en assurant une exploitation sécuritaire, ouverte et responsable sur le plan de l'environnement. Constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), OPG est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario.

En 2008, OPG comptait environ 12 000 employés réguliers et a produit 107,8 térawattheures («TWh») d'électricité.

Au 31 décembre 2008, le portefeuille de production d'électricité d'OPG présentait une capacité totale en service de 21 748 mégawatts («MW»), répartie de la façon suivante :

- trois centrales nucléaires d'une capacité de 6 606 MW;
- cinq centrales à combustible fossile d'une capacité de 8 177 MW;
- 64 centrales hydroélectriques d'une capacité de 6 963 MW;
- deux turbines éoliennes d'une capacité de 2 MW.

En outre, OPG et TransCanada Energy Ltd. sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz de Portlands Energy Centre. OPG, ATCO Power Canada Ltd. et ATCO Resources Ltd. détiennent en copropriété la centrale alimentée au gaz Brighton Beach. OPG possède également deux autres centrales nucléaires, qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. («Bruce Power»).

Définitions

Un mégawatt («MW») correspond à un million de watts. Les mégawatts servent à mesurer la capacité d'approvisionnement en électricité à un moment précis.

Un kilowatt («kW») équivaut à 1 000 watts, un gigawatt («GW»), à un milliard de watts, et un térawatt («TW»), à un billion de watts.

Un kilowattheure («kWh») sert à mesurer la demande d'électricité par heure des clients. Un kilowattheure représente l'énergie électrique consommée par 50 ampoules fluorescentes compactes de 20 watts durant une heure.

En Ontario, un ménage moyen consomme environ 1 000 kWh par mois.

Un mégawattheure («MWh») équivaut à 1 000 kWh, un gigawattheure («GWh»), à un million de kWh, et un térawattheure («TWh»), à un milliard de kWh.

Table des matières

2 Principales réalisations
4 Message du président du conseil
5 Message du président
6 Revue des activités
14 Rapport de gestion
72 États financiers consolidés
77 Notes afférentes aux états financiers consolidés
116 Membres de la haute direction
117 Installations d'Ontario Power Generation

ONTARIO POWER GENERATION

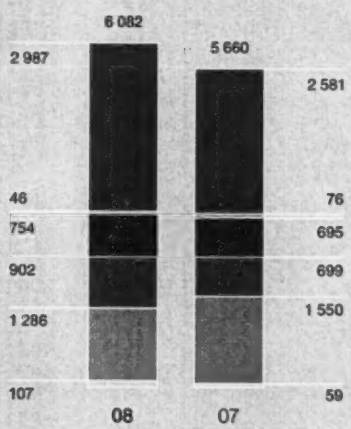
Rétrospective 2008

POINTS SAILLANTS FINANCIERS

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2008	2007
Revenus		
Revenus avant le rabais associé à la limite de revenus	6 359	5 887
Rabais associé à la limite de revenus	(277)	(227)
	6 082	5 660
Bénéfice		
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices par secteur :		
Production nucléaire réglementée	235	(58)
Gestion des déchets nucléaires réglementée	(670)	(26)
Production hydroélectrique réglementée	310	249
Production hydroélectrique non réglementée	508	329
Production d'origine fossile non réglementée	(25)	74
Divers	78	52
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	436	620
Intérêts débiteurs, montant net	165	143
Charge (recouvrement) d'impôts	183	(51)
Bénéfice net	88	528
Production d'électricité (en TWh)	107,8	105,1
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie d'exploitation	870	379

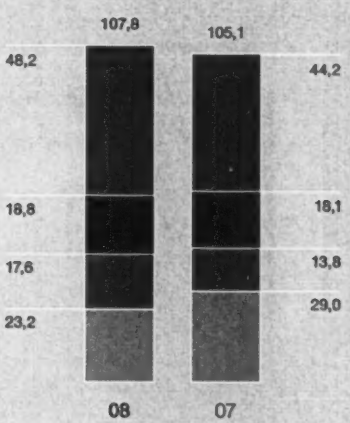
REVENUS ET POINTS SAILLANTS D'EXPLOITATION

Revenus, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus par secteur
(en millions de dollars)



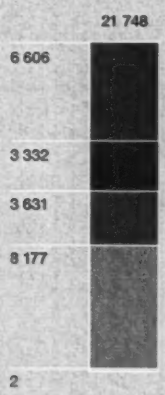
- Production nucléaire réglementée
- Gestion des déchets nucléaires réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Production hydroélectrique non réglementée
- Production d'origine fossile non réglementée
- Divers

Production d'électricité par secteur
(en TWh)



- Production nucléaire réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Production hydroélectrique non réglementée
- Production d'origine fossile non réglementée

Capacité de production en service par secteur
31 décembre 2008
(en MW)



- Production nucléaire réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Production hydroélectrique non réglementée
- Production d'origine fossile non réglementée
- Divers

Profil de l'entreprise

OPG est une entreprise établie en Ontario dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario. OPG met l'accent sur la production efficiente et la vente d'électricité provenant de ses actifs de production, tout en assurant une exploitation sécuritaire, ouverte et responsable sur le plan de l'environnement. Constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), OPG est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario.

En 2008, OPG comptait environ 12 000 employés réguliers et a produit 107,8 térawattheures («TWh») d'électricité.

Au 31 décembre 2008, le portefeuille de production d'électricité d'OPG présentait une capacité totale en service de 21 748 mégawatts («MW»), répartie de la façon suivante :

- trois centrales nucléaires d'une capacité de 6 606 MW;
- cinq centrales à combustible fossile d'une capacité de 8 177 MW;
- 64 centrales hydroélectriques d'une capacité de 6 963 MW;
- deux turbines éoliennes d'une capacité de 2 MW.

En outre, OPG et TransCanada Energy Ltd. sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz de Portlands Energy Centre. OPG, ATCO Power Canada Ltd. et ATCO Resources Ltd. détiennent en copropriété la centrale alimentée au gaz Brighton Beach. OPG possède également deux autres centrales nucléaires, qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. («Bruce Power»).

Définitions

Un mégawatt («MW») correspond à un million de watts. Les mégawatts servent à mesurer la capacité d'approvisionnement en électricité à un moment précis.

Un kilowatt («kW») équivaut à 1 000 watts, un gigawatt («GW»), à un milliard de watts, et un térawatt («TW»), à un billion de watts.

Un kilowattheure («kWh») sert à mesurer la demande d'électricité par heure des clients. Un kilowattheure représente l'énergie électrique consommée par 50 ampoules fluorescentes compactes de 20 watts durant une heure.

En Ontario, un ménage moyen consomme environ 1 000 kWh par mois.

Un mégawattheure («MWh») équivaut à 1 000 kWh, un gigawattheure («GWh»), à un million de kWh, et un térawattheure («TWh»), à un milliard de kWh.

Table des matières

2 Principales réalisations
4 Message du président du conseil
5 Message du président
6 Revue des activités
14 Rapport de gestion
72 États financiers consolidés
77 Notes afférentes aux états financiers consolidés
116 Membres de la haute direction
117 Installations d'Ontario Power Generation

La capacité à réaliser

OPG est choisie par le gouvernement de l'Ontario pour exploiter deux nouveaux réacteurs à la centrale nucléaire Darlington.

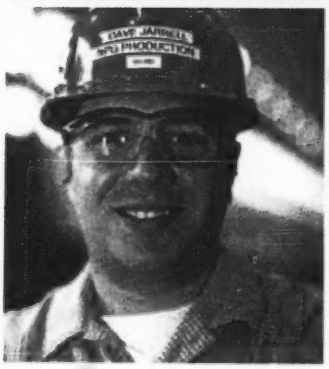
La première phase de la centrale alimentée au gaz de 550 MW de Portlands Energy Centre, un partenariat entre OPG et TransCanada Energy, a été parachevée à temps et selon le budget, contribuant à combler les besoins en énergie de Toronto.

OPG poursuit ses essais d'extrait d'énergie de la biomasse à ses centrales alimentées au charbon, y compris des essais de brûlage plus longs de la biomasse sans émission de carbone, nouvelle source potentielle d'énergie pour l'Ontario.

OPG reçoit la médaille d'or du président pour l'excellence en matière de sécurité des employés de l'Association canadienne de l'électricité, se distinguant pour la troisième année d'affilée dans le quartile supérieur en sécurité.

Les 1 000 employés des centrales hydroélectriques d'OPG n'ont subi pendant trois années aucun accident entraînant des pertes de temps.

Plus de 15 000 personnes assistent aux anniversaires importants des centrales de production d'OPG : DeCew (110 ans); Abitibi (75 ans); R.H. Saunders (50 ans) et Thunder Bay (45 ans).

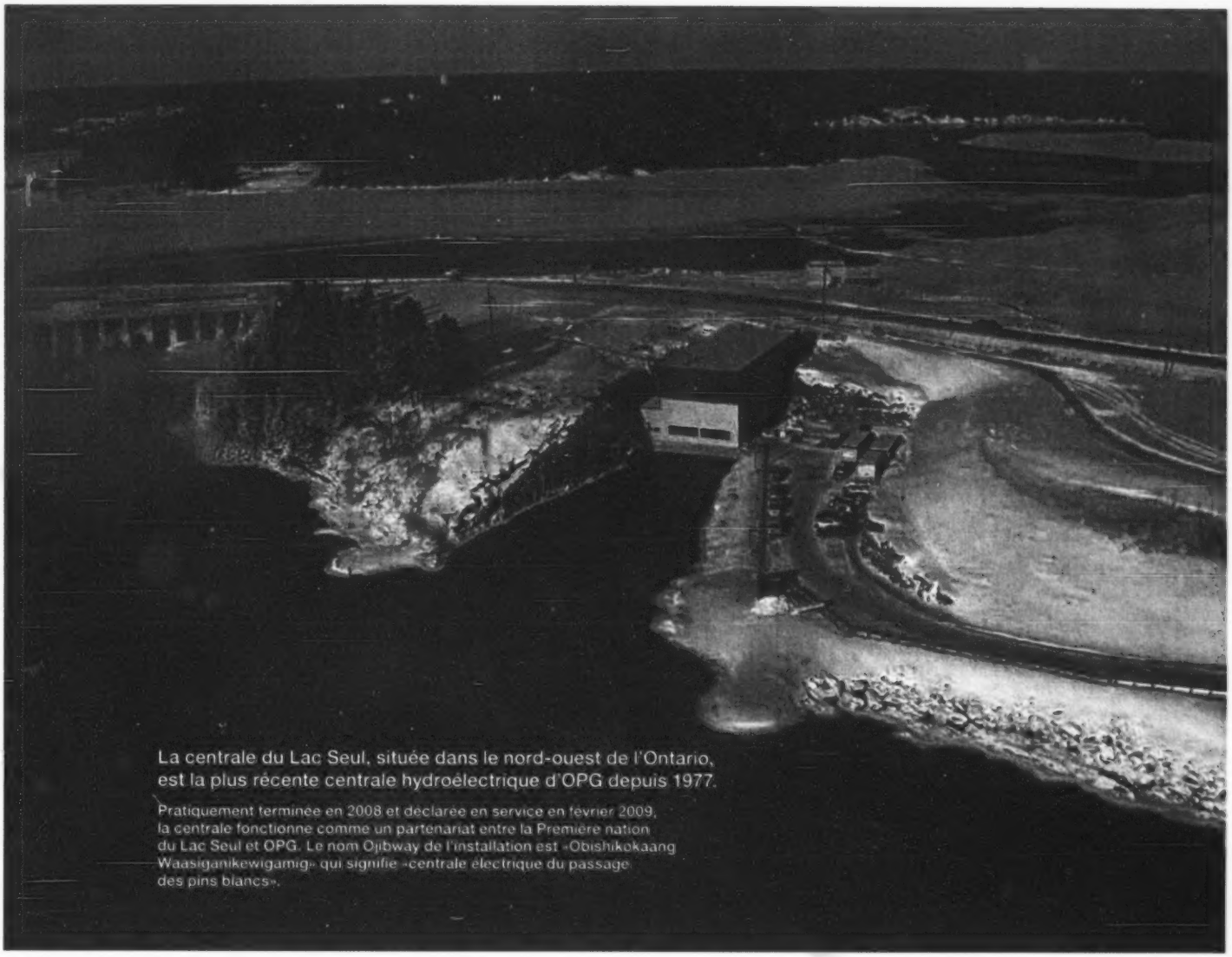


Les centrales nucléaires Darlington et Pickering B reçoivent de la Commission canadienne de sûreté nucléaire («CCSN») un renouvellement de leur permis d'exploitation pour une durée de cinq ans.

OPG signe une convention de partenariat avec la Première nation du Lac Seul.

La production hydroélectrique est la meilleure depuis 1979, la disponibilité hydroélectrique est la meilleure depuis 1984.

La capacité à réaliser



La centrale du Lac Seul, située dans le nord-ouest de l'Ontario, est la plus récente centrale hydroélectrique d'OPG depuis 1977.

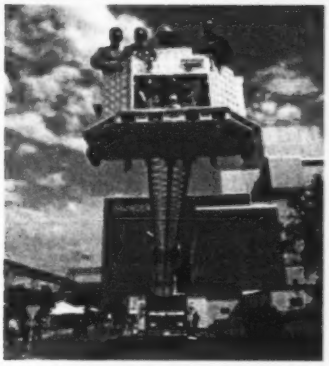
Pratiquement terminée en 2008 et déclarée en service en février 2009, la centrale fonctionne comme un partenariat entre la Première nation du Lac Seul et OPG. Le nom Ojibway de l'installation est «Obishikokaang Waasiganikewigamig» qui signifie «centrale électrique du passage des pins blancs».

La capacité à réaliser

OPG est choisie par le gouvernement de l'Ontario pour exploiter deux nouveaux réacteurs à la centrale nucléaire Darlington.

La première phase de la centrale alimentée au gaz de 550 MW de Portlands Energy Centre, un partenariat entre OPG et TransCanada Energy, a été parachevée à temps et selon le budget, contribuant à combler les besoins en énergie de Toronto.

OPG poursuit ses essais d'extrait d'énergie de la biomasse à ses centrales alimentées au charbon, y compris des essais de brûlage plus longs de la biomasse sans émission de carbone, nouvelle source potentielle d'énergie pour l'Ontario.



OPG reçoit la médaille d'or du président pour l'excellence en matière de sécurité des employés de l'Association canadienne de l'électricité, se distinguant pour la troisième année d'affilée dans le quartile supérieur en sécurité.

Les 1 000 employés des centrales hydroélectriques d'OPG n'ont subi pendant trois années aucun accident entraînant des pertes de temps.

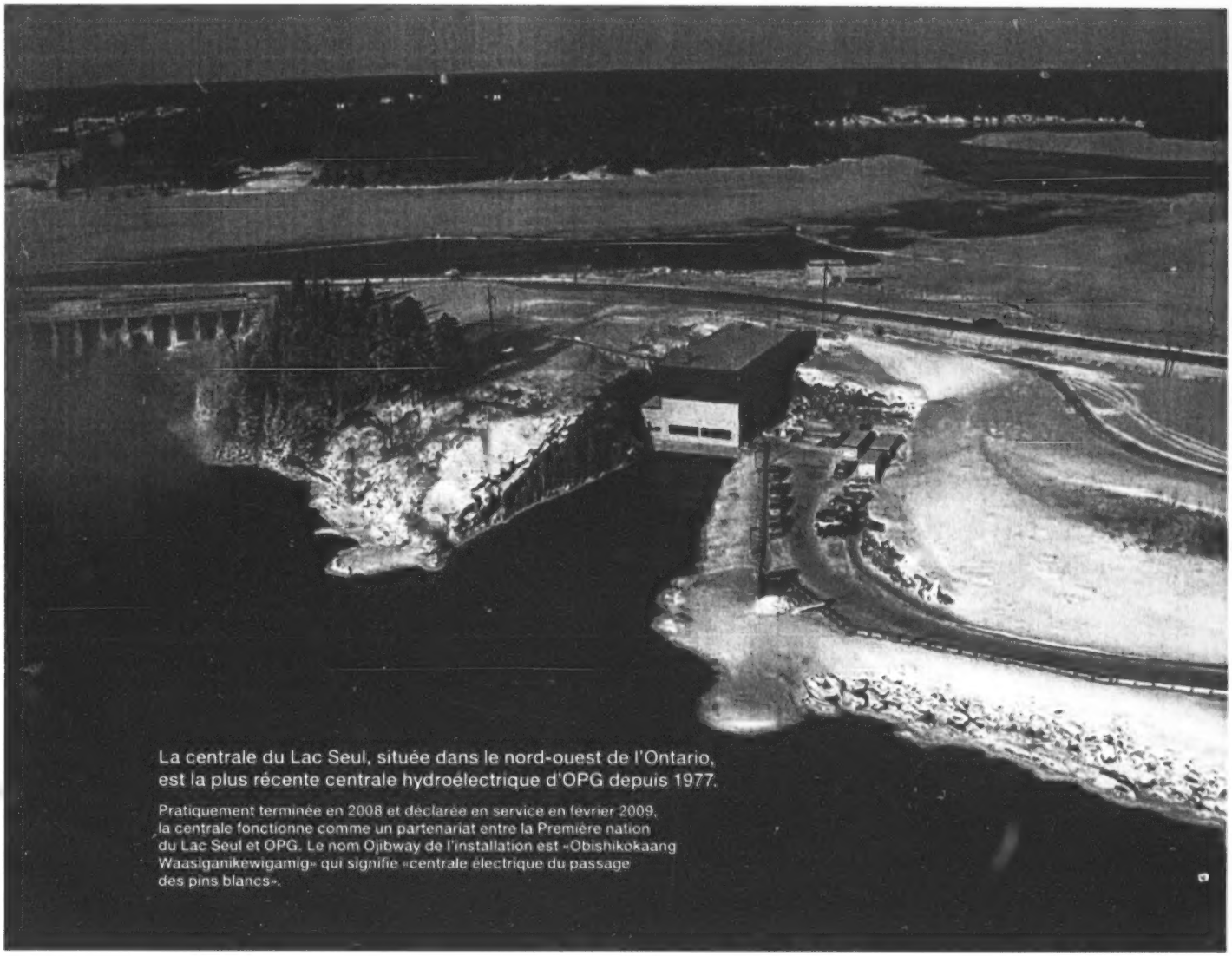
Plus de 15 000 personnes assistent aux anniversaires importants des centrales de production d'OPG : DeCew (110 ans); Abitibi (75 ans); R.H. Saunders (50 ans) et Thunder Bay (45 ans).

Les centrales nucléaires Darlington et Pickering B reçoivent de la Commission canadienne de sûreté nucléaire («CCSN») un renouvellement de leur permis d'exploitation pour une durée de cinq ans.

OPG signe une convention de partenariat avec la Première nation du Lac Seul.

La production hydroélectrique est la meilleure depuis 1979, la disponibilité hydroélectrique est la meilleure depuis 1984.

La capacité à réaliser



La centrale du Lac Seul, située dans le nord-ouest de l'Ontario, est la plus récente centrale hydroélectrique d'OPG depuis 1977.

Pratiquement terminée en 2008 et déclarée en service en février 2009, la centrale fonctionne comme un partenariat entre la Première nation du Lac Seul et OPG. Le nom Ojibway de l'installation est «Obishikokaang Waasiganikewigamig» qui signifie «centrale électrique du passage des pins blancs».

Message du président du conseil

«Le conseil d'administration est très satisfait du rendement d'OPG en 2008, du fort leadership de sa direction et du rôle d'OPG en tant que principal fournisseur d'électricité en Ontario.»

Le conseil d'administration d'OPG est composé de professionnels des affaires aguerris possédant une vaste expérience dans des domaines qui importent à la réussite d'OPG, notamment la gestion et l'exploitation de centrales nucléaires, la gestion de projets complexes, la surveillance de sociétés hautement capitalistiques, le financement et les services financiers, et la restructuration de grandes entreprises.

Le conseil d'administration est très satisfait du rendement d'OPG en 2008, du fort leadership de sa direction et du rôle d'OPG en tant que principal fournisseur d'électricité en Ontario.

En 2008, l'exploitation d'OPG a franchi un certain nombre d'étapes en ce qui a trait à la production de ses centrales nucléaires et hydroélectriques et a obtenu la reconnaissance de sa performance sur les plans de la sécurité et de l'environnement.

Le conseil d'administration a été particulièrement fier qu'OPG soit choisie en 2008 par son actionnaire, le gouvernement de l'Ontario, pour exploiter deux nouvelles unités de production à la centrale nucléaire Darlington. Le savoir-faire en nucléaire est l'une des forces du conseil d'administration, qui a perçu cette décision comme une affirmation de la capacité d'OPG d'exploiter efficacement des centrales nucléaires.

La signature avec la Première nation du Lac Seul d'une entente de partenariat concernant un projet hydroélectrique de 12,5 MW à Ear Falls a constitué une autre étape importante pour OPG – et le premier projet en son genre en Ontario. L'entente de partenariat, un modèle en vue de futures ententes du genre, aidera à augmenter l'approvisionnement de l'Ontario en énergie hydroélectrique propre et renouvelable.

OPG a continué d'explorer en 2008 la possibilité de brûler, comme combustible, de la biomasse sans émission de carbone à certaines unités de ses centrales alimentées au charbon. Le conseil d'administration considère la production d'énergie à partir de la biomasse comme un complément important au mandat d'OPG de développer de nouvelles sources d'énergie propre et renouvelable, et il est fier des efforts de la Société en ce domaine.

Même si, pour l'avenir, la conjoncture économique mondiale actuelle présente des défis à l'économie ontarienne et à la Société, le conseil d'administration s'assurera qu'OPG continue de satisfaire les besoins en électricité de l'Ontario, en tablant sur ses actifs, ses investissements dans l'infrastructure du réseau électrique et les compétences de ses employés.

Au nom du conseil, j'aimerais exprimer mon appréciation au président et chef de la direction, Jim Hankinson, ainsi qu'à son équipe de direction pour leur leadership et leur contribution considérable aux solides résultats soutenus d'OPG en 2008. Sous la direction de M. Hankinson, OPG a également rehaussé son leadership et sa planification de la relève et a élaboré une nouvelle vision stratégique afin de positionner OPG en tant que producteur d'électricité à faible taux d'émission.

Jake Epp
Président du conseil

Message du président

«Un engagement profond à l'égard de l'excellence du rendement demeure la pierre angulaire de la stratégie et de la réussite d'OPG.»

Un engagement profond à l'égard de l'excellence du rendement demeure la pierre angulaire de la stratégie et de la réussite d'OPG. Cet engagement se reflète dans les nombreuses réalisations d'OPG en matière de sécurité, son excellente performance environnementale et ses résultats d'exploitation positifs. Ces résultats ont été soutenus par une excellente production des centrales hydroélectriques et nucléaires, ainsi qu'un degré de fiabilité supérieur et constant de nos centrales à combustible fossile. La production de nos centrales nucléaires a atteint un sommet dans l'histoire d'OPG. Le secteur Production hydroélectrique a connu l'une de ses meilleures années, enregistrant des résultats solides pour presque tous les indices importants, y compris la sécurité, la production, la disponibilité et la performance environnementale. Des centrales et des unités de production ont bien fait également. La centrale nucléaire Darlington, par exemple, a connu une autre excellente année sur les plans de la sécurité, de la production, de la capacité de ses unités et de l'exécution des interruptions planifiées. En outre, quatre unités nucléaires ont clôturé l'année parmi les cinq réacteurs CANDU les plus performants au monde.

Des difficultés se sont aussi présentées. Dans certaines centrales, les interruptions planifiées se sont prolongées de manière imprévue. De plus, malgré une excellente fiche de sécurité des employés, des points demeurent à améliorer. Le nombre de blessures au travail ne s'est pas amélioré par rapport à 2007 et un certain nombre d'accidents évités de justesse auraient pu blesser sérieusement des employés. Nous avons mis des plans en place en 2008 à l'égard de ces deux points. Ces plans intensifient nos procédures de préparation des interruptions déjà considérables et lancent des programmes destinés à atténuer les risques liés aux accidents et à améliorer les enquêtes sur les causes fondamentales des accidents évités de justesse.

Nos objectifs de rendement incluent aussi la durabilité financière. En 2008, nous nous sommes approchés de cet objectif par suite de la décision de la Commission de l'énergie de l'Ontario («CEO») d'augmenter les tarifs réglementés de l'électricité produite par nos centrales nucléaires et nos centrales de production hydroélectrique réglementée.

Le bénéfice tiré de la production d'électricité d'OPG a été d'un peu plus de un milliard de dollars avant intérêts et impôts sur les bénéfices en 2008, contre 594 millions de dollars en 2007. Le solide rendement de l'exploitation de nos centrales nucléaires et hydroélectriques a contribué à l'amélioration de nos résultats.

Par contraste, le bénéfice net d'OPG a chuté à 88 millions de dollars en 2008, en regard de 528 millions de dollars en 2007. La chute est principalement attribuable aux effets du repli économique mondial, qui ont eu une incidence négative sur la valeur actualisée du Fonds de déclassement nucléaire d'OPG. À la fin de 2008, la valeur de ce fonds a régressé à 4,3 milliards de dollars, contre 5,1 milliards de dollars à la fin de 2007.

OPG a renouvelé son engagement profond à mettre au point de nouvelles sources d'approvisionnement d'énergie surtout renouvelable et à faible taux d'émission, telles que l'énergie nucléaire, l'hydroélectricité et, potentiellement, l'énergie de biomasse, à l'intention des entreprises et des résidents de l'Ontario. Nos nouvelles initiatives d'approvisionnement ne font pas qu'accroître l'approvisionnement en électricité de l'Ontario; elles contribuent de façon significative à l'expansion de l'infrastructure de l'Ontario, à sa croissance économique et à la création d'emplois.

J'ai été particulièrement fier des initiatives lancées en 2008 pour augmenter nos capacités et nos résultats en matière de recrutement, de formation, de leadership et de planification de la relève. Ces étapes aideront à combler nos besoins grandissants d'employés compétents et talentueux pour soutenir les activités actuelles, gérer de nouveaux projets et améliorer notre effectif.

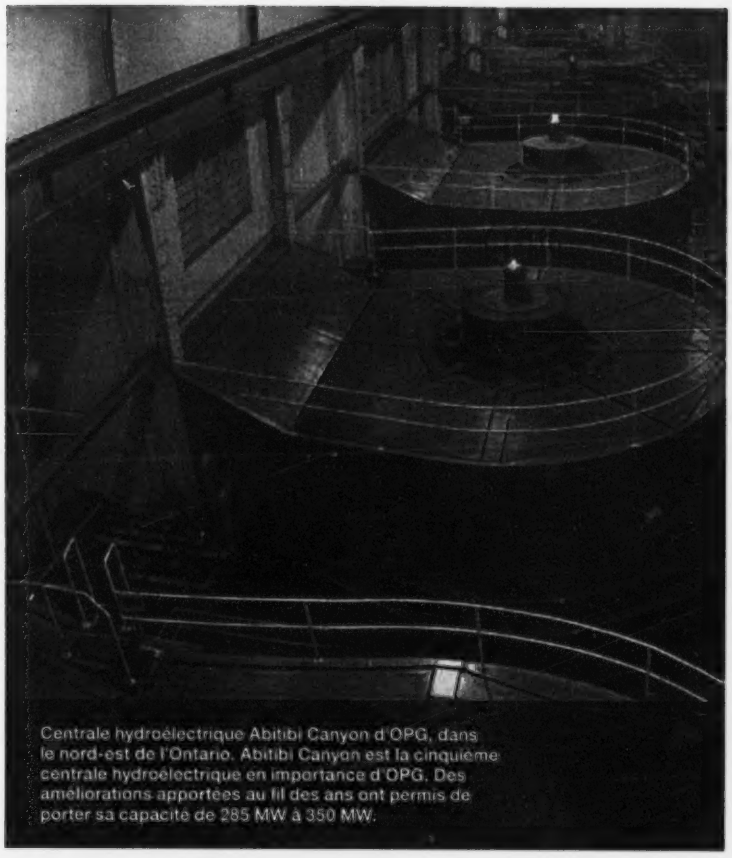
La vision d'OPG consiste à être un chef de file de la production d'énergie propre, propulsant l'Ontario vers un avenir énergétique plus durable. En 2008, près de 80 % de la production d'OPG provenait de ses centrales nucléaires et hydroélectriques. Ces installations ne produisent pratiquement aucune émission contribuant au smog ou aux changements climatiques. Nous nous efforçons de réduire encore plus les émissions en accroissant nos capacités hydroélectriques et en explorant la possibilité de brûler de la biomasse sans émission de carbone à nos centrales alimentées au charbon, qui doivent cesser de brûler du charbon, sur ordonnance du gouvernement de l'Ontario, d'ici la fin de 2014.

Finalement, je tiens à remercier tous les employés de leurs efforts pour faire de 2008 une autre année productive pour OPG. L'attention qu'ils ont accordée à une exploitation sécuritaire et fiable de nos centrales, de même que leur engagement marqué envers leur collectivité, a contribué grandement à notre réussite. Je suis convaincu que nos employés continueront de donner, comme toujours, un rendement exceptionnel, dont bénéficient OPG et la population de l'Ontario.

Jim Hankinson
Président et chef de la direction

La capacité de produire

Les actifs de production d'OPG ont approvisionné de manière constante les familles, les collectivités et les entreprises ontariennes en énergie sûre et fiable.



Centrale hydroélectrique Abitibi Canyon d'OPG, dans le nord-est de l'Ontario. Abitibi Canyon est la cinquième centrale hydroélectrique en importance d'OPG. Des améliorations apportées au fil des ans ont permis de porter sa capacité de 285 MW à 350 MW.

Les centrales nucléaires, hydroélectriques et thermiques d'OPG ont offert un solide rendement en 2008, produisant 107,8 TWh d'électricité, ce qui représente plus de 70 % de l'électricité consommée en Ontario. La forte production d'énergie nucléaire et hydroélectrique, soutenue par la production de nos fiables centrales thermiques, a été le catalyseur du rendement de l'exercice.

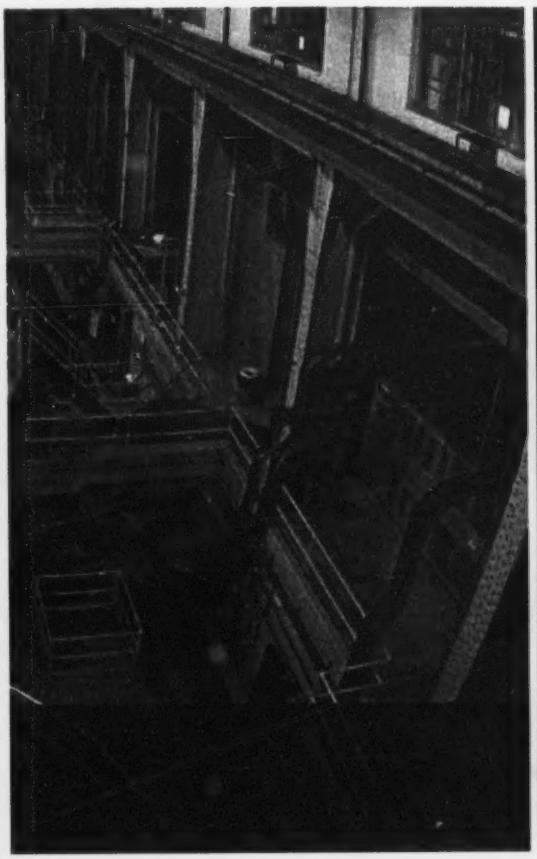
PRODUCTION NUCLÉAIRE : Les centrales nucléaires d'OPG constituent l'épine dorsale du réseau électrique de l'Ontario, fournissant presque le tiers de l'électricité consommée en 2008 dans la province. Nos centrales nucléaires ont connu un excellent exercice 2008, générant plus de 48 TWh d'électricité pratiquement sans émission contribuant au smog ou aux changements climatiques. Malgré quelques éprouvantes interruptions forcées dont s'est ressentie la production, les centrales nucléaires actuelles de la Société ont enregistré le niveau de production le plus élevé de leur histoire. Certaines unités nucléaires ont aussi fourni individuellement un rendement robuste, notamment cinq des dix unités d'exploitation fonctionnelles d'OPG, atteignant des facteurs de capacité de production supérieurs à 90 %.

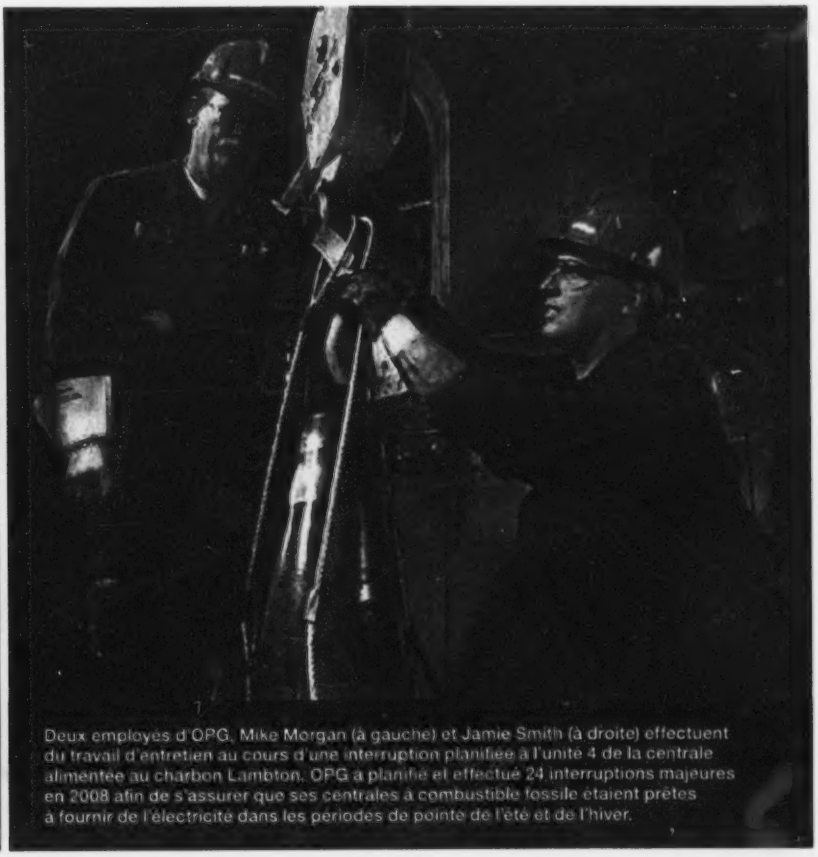
En outre, la Commission canadienne de sûreté nucléaire («CCSN») a renouvelé les permis d'exploitation des centrales Darlington et Pickering B et de l'installation de gestion des déchets nucléaires Pickering. Ces permis ont la durée maximale accordée par la CCSN. Il s'agit là d'un vote de confiance important à l'égard de l'exploitation sécuritaire et efficace de nos centrales nucléaires par le personnel expérimenté en nucléaire d'OPG.

Les centrales nucléaires d'OPG ont aussi fait l'objet d'évaluations positives de la part de la World Association of Nuclear Operators («WANO»), organisation de sécurité nucléaire reconnue internationalement. En juillet, une équipe de la WANO a visité la centrale Pickering B pendant plus d'une semaine. Tout en notant certaines améliorations à apporter, l'équipe de la WANO a commenté les progrès de la centrale en ce qui a trait à la culture de sécurité, à l'entretien préventif et à l'alignement du leadership. Plus tard dans l'année, une deuxième équipe de la WANO a examiné les fonctions de la Société qui soutiennent les activités des centrales nucléaires. Cette équipe a relevé un certain nombre de forces principales, dont la dotation et l'embauche, la gestion de contrats et le leadership, ainsi que le perfectionnement des cadres. La WANO a aussi mentionné des points à améliorer sur lesquels OPG se penchera en 2009.

PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE : Les centrales hydroélectriques d'OPG jouent un rôle essentiel en approvisionnant l'Ontario en énergie propre et renouvelable à prix abordable. En 2008, ces centrales ont produit 36,4 TWh d'électricité, soit la meilleure année sur le plan de la production hydroélectrique depuis 1979. La disponibilité de l'hydroélectricité a aussi été excellente, s'établissant autour de 95 % à la fin de l'année, le niveau le plus élevé depuis 1984. Le solide rendement hydroélectrique d'OPG a profité des niveaux d'eau plus élevés dans la plupart des rivières de la province.

De plus, d'importantes interruptions planifiées ont eu lieu dans des sites hydroélectriques importants, notamment le complexe Beck, Cameron Falls, Otto Holden, Des Joachims, Chats Falls et Chenaux. Ces interruptions ont permis d'effectuer un entretien efficace et des améliorations ciblées qui ont contribué au fort rendement hydroélectrique de la Société.





Deux employés d'OPG, Mike Morgan (à gauche) et Jamie Smith (à droite) effectuent du travail d'entretien au cours d'une interruption planifiée à l'unité 4 de la centrale alimentée au charbon Lambton. OPG a planifié et effectué 24 interruptions majeures en 2008 afin de s'assurer que ses centrales à combustible fossile étaient prêtes à fournir de l'électricité dans les périodes de pointe de l'été et de l'hiver.

PRODUCTION D'ORIGINE FOSSILE : Les centrales à combustible fossile d'OPG procurent une production flexible et fiable dans les périodes où les besoins sont élevés, et quand l'électricité est la plus en demande. En 2008, la production alimentée par des combustibles fossiles a représenté un peu plus de 23 TWh. Cette production inférieure à celle des années antérieures s'explique par un été relativement doux, des difficultés liées à quelques interruptions forcées et une plus forte production des centrales nucléaires et hydroélectriques d'OPG. Néanmoins, les centrales thermiques d'OPG sont demeurées très fiables tout au long de l'année. Leur degré de fiabilité a été très grand au cours des exigeants mois d'été. De juin à août, le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales à combustible fossile a été inférieur à 8 %, une amélioration de 30 % en regard de la même période en 2007. Cette réalisation est le fruit d'une saine planification, d'investissements avisés et du travail de qualité des employés d'OPG.

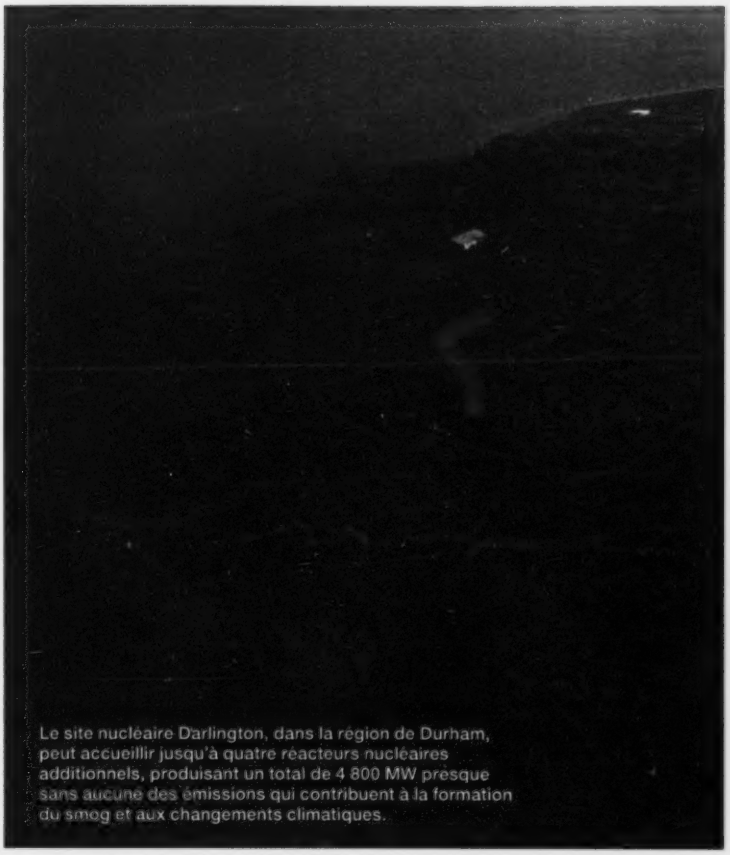
OPG utilisera ses centrales au charbon moins souvent dans l'avenir, par suite de la révision des exigences du gouvernement de l'Ontario en matière d'émission de dioxyde de carbone. Les centrales à combustible fossile produiront de l'énergie principalement au cours des périodes de pointe de l'été et de l'hiver. Le succès futur des centrales à combustible fossile dépendra de leur capacité à atteindre de façon constante cet objectif de rendement.

Excellence en matière de fiabilité

PRODUCTION NUCLÉAIRE Pourcentage des dix unités d'exploitation nucléaire d'OPG ayant présenté des facteurs de capacité supérieurs à 90 %.	50 %
PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE Les centrales hydroélectriques d'OPG ont affiché leur meilleure disponibilité depuis 1984.	94,3 %
PRODUCTION D'ORIGINE FOSSILE Les centrales à combustible fossile d'OPG conservent leur excellent degré de fiabilité, atteignant en 2008 un taux d'interruptions forcées qui figure parmi leurs meilleurs à vie.	12,8 %

La capacité de croître

Les nouveaux projets de production d'OPG et les améliorations constantes apportées à ses installations de production existantes contribuent à donner l'assurance que l'Ontario disposera de l'énergie suffisante pour répondre à ses besoins d'électricité à long terme pour les nombreuses décennies à venir.

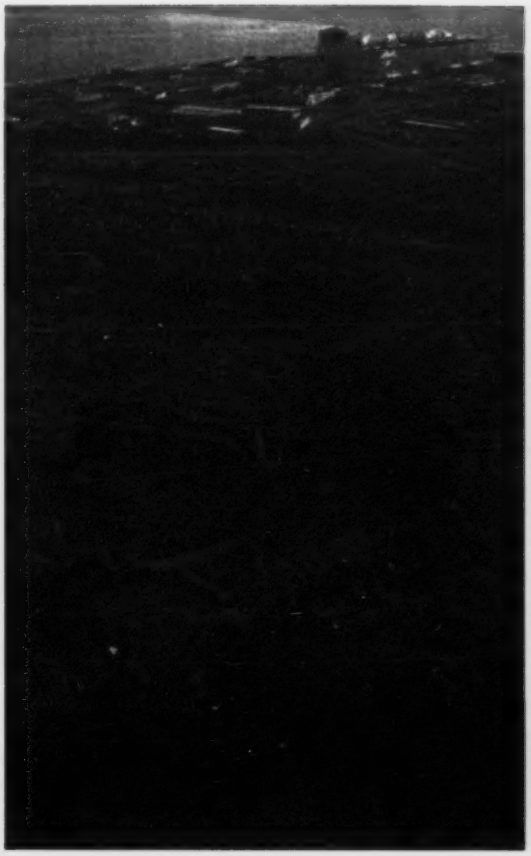


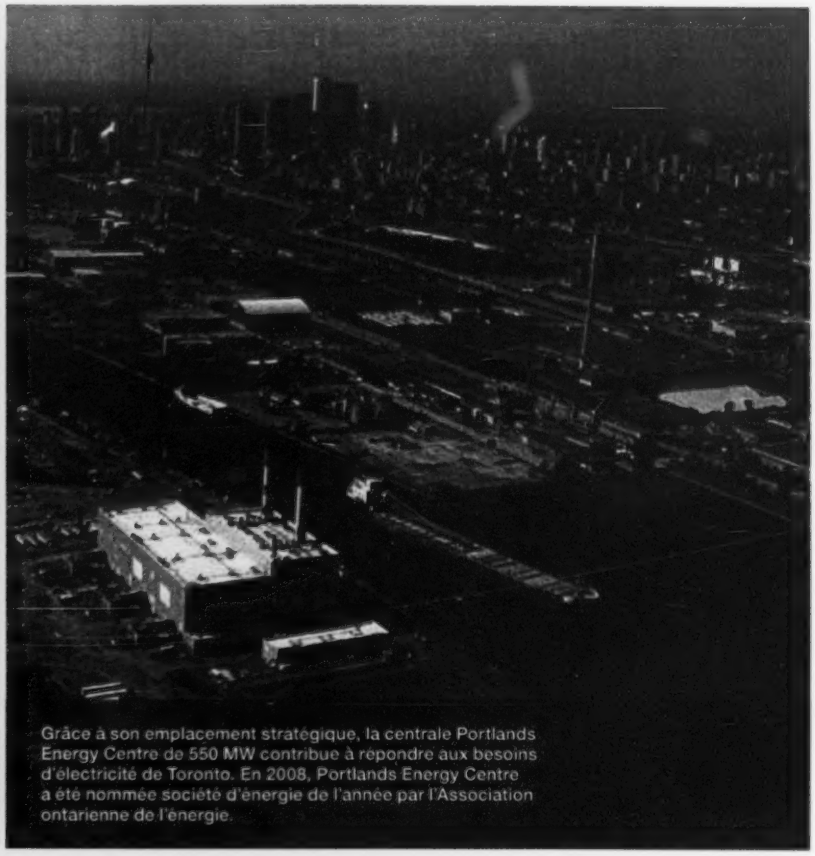
Le site nucléaire Darlington, dans la région de Durham, peut accueillir jusqu'à quatre réacteurs nucléaires additionnels, produisant un total de 4 800 MW presque sans aucune des émissions qui contribuent à la formation du smog et aux changements climatiques.

NOUVELLES UNITÉS NUCLÉAIRES : L'énergie nucléaire constitue la seule source d'énergie à grande échelle importante capable de répondre aux besoins futurs d'électricité de l'Ontario. La production nucléaire présente un autre avantage, celui de produire de l'énergie pratiquement sans aucune des émissions responsables de la pollution atmosphérique et du réchauffement planétaire. En juin 2008, OPG a été sélectionnée par le gouvernement de l'Ontario à titre d'exploitant de deux nouvelles unités nucléaires sur le site de sa centrale Darlington. Cette décision reflète le solide rendement d'OPG et son soutien aux communautés à titre d'exploitant de centrales nucléaires. Au cours de l'année, OPG a réalisé une évaluation exhaustive de l'emplacement et des études environnementales du site de la centrale Darlington, ainsi que des consultations complètes auprès des communautés, dans le cadre d'un processus d'approbation fédéral. Une fois achevées, les nouvelles unités auront une capacité de production supérieure à 2 000 MW aux fins de l'approvisionnement énergétique futur de l'Ontario. Au cours des prochaines étapes du processus, OPG devra finaliser une évaluation environnementale en cours et mener à terme les processus d'autorisation, et le gouvernement de l'Ontario devra sélectionner la technologie de réacteurs nucléaires appropriée. Le gouvernement a indiqué que le premier réacteur devrait être en service d'ici 2018 et le deuxième, d'ici 2019.

REMISE EN ÉTAT DES CENTRALES NUCLÉAIRES : OPG évalue actuellement la faisabilité de remettre en état deux de ses centrales nucléaires existantes, Pickering B (mise en service entre 1983 et 1986) et Darlington (mise en service entre 1990 et 1993). Ces deux centrales produisent plus de 5 500 MW aux fins de l'approvisionnement d'électricité de l'Ontario. La prolongation de leur durée utile constitue une option importante pour l'approvisionnement potentiel de l'Ontario. À la suite d'examens approfondis par divers ministères fédéraux, une étape importante a été franchie en 2008, soit une audience publique sur une évaluation environnementale relative à la remise en état de Pickering B. Après cette audience, la CCSN est parvenue à la conclusion, au début de 2009, qu'il était improbable que la remise en état de Pickering B ait d'importantes incidences environnementales néfastes, compte tenu des mesures d'atténuation. Le travail préliminaire d'évaluation de la remise en état de la centrale Darlington a été entrepris en 2008. Même si la centrale Darlington n'a pas besoin d'être remise en état avant le milieu de la prochaine décennie, OPG planifie tôt afin de s'assurer que le processus se déroule sans accroc.

DÉVELOPPEMENT HYDROÉLECTRIQUE : OPG a été mandatée par le gouvernement de l'Ontario pour développer et accroître l'approvisionnement de la Province en énergie hydroélectrique propre et renouvelable. Dans ce but, trois importants projets hydroélectriques d'OPG sont en cours : le tunnel de Niagara, le projet de remise en valeur d'Upper Mattagami et de Hound Chute dans le nord-est de l'Ontario, et la centrale du Lac Seul dans le nord-ouest de l'Ontario. À la fin de 2008, environ le tiers des travaux d'excavation du tunnel de Niagara d'une longueur de 10,4 kilomètres étaient achevés, une progression plus lente que prévu attribuable aux conditions difficiles du sous-sol dans le tunnel lui-même. Une fois achevé, le tunnel aura une durée de vie utile d'au moins 90 ans, et ajoutera en moyenne 1,6 TWh par année à la production d'énergie du complexe hydroélectrique Beck d'OPG près de Niagara Falls.





Grâce à son emplacement stratégique, la centrale Portlands Energy Centre de 550 MW contribue à répondre aux besoins d'électricité de Toronto. En 2008, Portlands Energy Centre a été nommée société d'énergie de l'année par l'Association ontarienne de l'énergie.

Entre-temps au cours de l'été, dans le nord de l'Ontario, la construction des projets de remise en valeur d'Upper Mattagami et de Hound Chute a démarré. La construction de la centrale du lac Seul de 12,5 MW a pris fin en février 2009, et la centrale produit déjà de l'énergie au profit de l'Ontario. OPG a huit nouveaux projets hydroélectriques à divers stades de planification, soit un potentiel d'énergie hydroélectrique de 600 MW supplémentaires pour l'Ontario.

AMÉLIORATION DES CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES : OPG a également accru sa production hydroélectrique au moyen d'activités proactives de maintenance, de modernisation et d'amélioration de l'équipement dans ses centrales hydroélectriques existantes. La modernisation des roues de turbine effectuée dans les unités de Chats Falls et de Des Joachims s'est traduite par une amélioration de l'efficacité énergétique représentant une production d'énergie supplémentaire de 13,8 GWh, suffisamment pour alimenter environ 1 400 ménages pendant un an.

COMBUSTIBLE FOSSILE : En 2008, en partenariat avec TransCanada Energy, OPG a achevé la première phase de la centrale Portlands Energy Centre. La capacité de la centrale Portlands fournit 550 MW supplémentaires et contribue à répondre aux besoins d'électricité du centre de Toronto. La deuxième phase en mode de cycle combiné de la centrale alimentée au gaz naturel devrait se terminer à temps pour respecter la date prévue de mise en service, le 1er juin 2009. L'exécution et l'achèvement en temps opportun de la première phase du Portlands Energy Centre lui ont mérité d'être nommée «société d'énergie de l'année» par l'Association ontarienne de l'énergie.

En ce qui a trait à l'avenir, OPG se positionnera pour saisir les occasions liées au gaz naturel conformément au processus de demande de propositions de l'Office de l'électricité de l'Ontario.

Accroissement de la capacité

Nombre potentiel de mégawatts que les projets de développement de capacité hydroélectrique d'OPG produiront aux fins de l'approvisionnement en électricité de l'Ontario	environ 600 MW
Nombre d'heures que les employés ont consacré au processus d'évaluation environnementale à l'égard de la remise en état de la centrale Pickering B	plus de 50 000
Volume d'énergie produite en 2008 par les essais de brûlage de la biomasse dans les centrales alimentées au charbon d'OPG	7 millions de kWh

La capacité des gens

Notre investissement dans nos employés et dans les collectivités garantit notre succès à long terme.

Des jeunes gens font l'apprentissage de la nature dans le cadre du programme de la centrale nucléaire Pickering d'excursions du mardi sur le sentier riverain du lac Ontario dans la région de Durham. Le programme compte parmi les 1 000 initiatives communautaires locales et plus qui ont reçu l'appui d'OPG en 2008.

UN LIEU DE TRAVAIL QUI INSPIRE LA FIERTÉ : OPG favorise un lieu de travail qui accroît la capacité des gens. La Société offre à ses employés un vaste horizon de possibilités de travail intéressant et plaisant, de croissance professionnelle et d'épanouissement. Elle s'efforce également d'inciter les personnes hautement qualifiées à choisir OPG à titre d'employeur.

Pour atteindre ces objectifs, OPG fait la promotion d'une culture du leadership qui repère, encourage et perfectionne de façon proactive les futurs leaders de la Société. En 2008, le modèle de leadership d'OPG a été mis en œuvre à l'échelle de la Société. Dans le cadre de la sélection de leaders, cette initiative met l'accent sur l'accroissement des compétences, la planification de la relève, la gestion du rendement et le perfectionnement. Des programmes de perfectionnement ambitieux ont été mis en place à tous les échelons de la direction. La Société envisage une multitude d'options pour élargir son bassin de leaders potentiels, y compris la formation et l'éducation, l'apprentissage fondé sur l'expérience et le mentorat. Nous passons l'organisation au peigne fin pour repérer plus tôt les futurs leaders et accélérer leur perfectionnement.

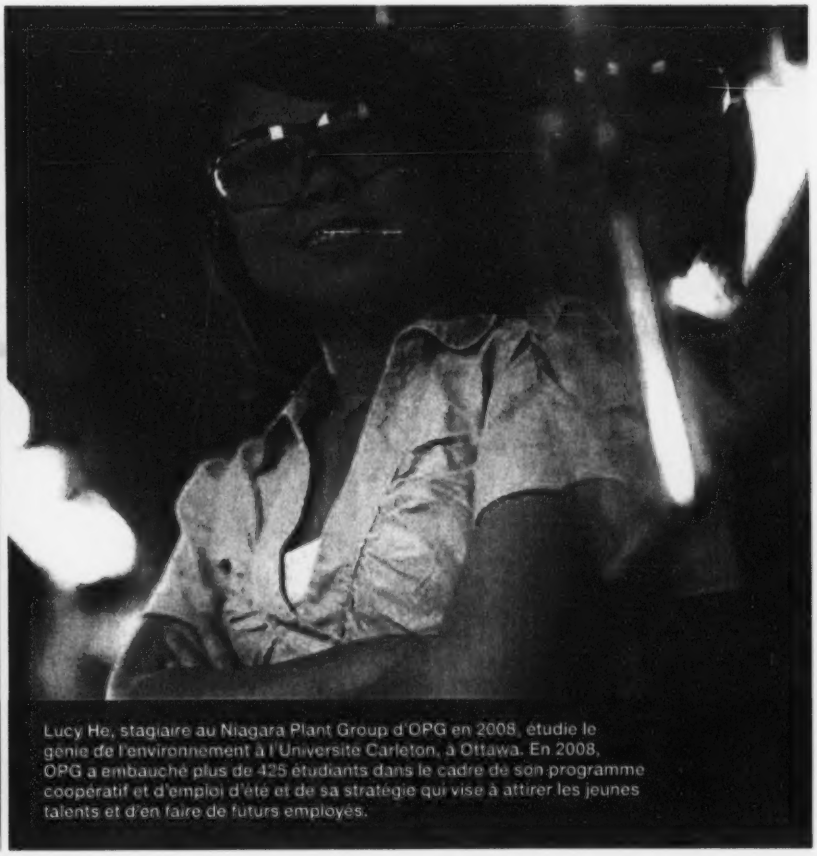
L'an dernier, OPG a lancé un forum du leadership à l'intention de plus de 100 leaders d'expérience. Pendant le forum, deux événements consacrés au leadership ont eu lieu en 2008, qui ont permis à OPG de tirer parti de l'expertise des leaders de son bassin actuel. Il en a résulté un certain nombre d'initiatives secondaires afin d'améliorer le rendement et l'efficacité. Ces forums font maintenant partie intégrante des activités d'OPG et visent à renforcer le leadership et l'efficacité organisationnelle. OPG s'est aussi attachée à augmenter le nombre de nouveaux employés, notamment des gens de métier et des ingénieurs. En 2008, la Société a embauché environ 800 nouveaux employés, y compris plus de 300 ingénieurs et techniciens. La Société a élargi sa recherche de recrues aux collèges et universités de l'Ontario et de l'est du Canada. Plus de 100 offres d'emploi ont été faites à de nouveaux diplômés universitaires en 2008 dans le cadre de cette campagne de recrutement élargie. Par ailleurs, OPG a continué de créer et de renforcer des partenariats avec de nombreux établissements d'enseignement ainsi qu'avec des groupes professionnels et industriels. Ces efforts contribuent à élargir le bassin de talents auxquels OPG a accès.

Afin d'attirer les meilleurs candidats, OPG s'engage à devenir un employeur pour lequel les gens souhaitent travailler, un employeur de choix. En 2008, OPG s'est approchée de ce but en étant sélectionnée comme l'un des 100 meilleurs employeurs du Canada pour une deuxième année d'affilée. OPG a également été reconnue comme l'un des meilleurs employeurs de la région du Grand Toronto pour une troisième année consécutive.

FAIRE L'ORGUEIL DE NOS COLLECTIVITÉS : Pour OPG, investir dans les gens signifie investir dans les collectivités dans lesquelles la Société exerce ses activités. À titre de société établie en Ontario, OPG est fière de sa contribution économique à la Province.

En 2008, OPG a investi plus de 1,4 milliard de dollars (à l'exclusion de l'achat de combustible) dans des biens et services en Ontario. Une tranche importante de cet investissement a été affectée à des activités et à des initiatives dans les nombreuses centrales d'OPG. Ces investissements ont contribué à financer certaines réalisations, comme nos projets de construction de nouvelles centrales nucléaires, la modernisation de nos centrales hydroélectriques et les essais sur la biomasse à nos centrales à combustible fossile.

Grâce à son programme d'engagement social, OPG a soutenu près de 1 000 initiatives sans but lucratif au profit des petites collectivités locales, de l'environnement et de l'éducation.



Lucy He, stagiaire au Niagara Plant Group d'OPG en 2008, étudie le génie de l'environnement à l'Université Carleton, à Ottawa. En 2008, OPG a embauché plus de 425 étudiants dans le cadre de son programme coopératif et d'emploi d'été et de sa stratégie qui vise à attirer les jeunes talents et d'en faire de futurs employés.

OPG, ainsi que ses employés et ses retraités, a donné plus de 2 millions de dollars à des organismes de bienfaisance de l'Ontario et à d'autres nobles causes dans le cadre de la campagne de bienfaisance annuelle de la Société. Bon nombre d'employés et de retraités d'OPG consacrent régulièrement et bénévolement leur temps et leurs efforts au profit des collectivités qui nous accueillent partout en Ontario.

Outre sa contribution économique, OPG s'engage à être présente de façon ouverte, responsable et accessible dans les collectivités dans lesquelles elle exerce ses activités.

En 2008, la Société a donné une douzaine de séances d'information et établi un stand communautaire afin de partager l'information et de recueillir des opinions au sujet de l'évaluation environnementale portant sur la nouvelle capacité de production nucléaire. Le personnel des centrales d'OPG s'est régulièrement présenté devant les conseils municipaux et d'autres groupes locaux pour faire rapport sur les activités et les initiatives qui prennent place dans les centrales. Les hauts dirigeants, y compris le chef de la direction, ont rencontré les dirigeants locaux de la région de Durham, de Niagara, de Timmins et d'Atikokan et d'autres localités à l'échelle de l'Ontario. En 2008, OPG a également commémoré, en compagnie du public, l'anniversaire de quatre centrales importantes, les centrales R.H. Saunders, Thunder Bay, Abitibi et DeCew.

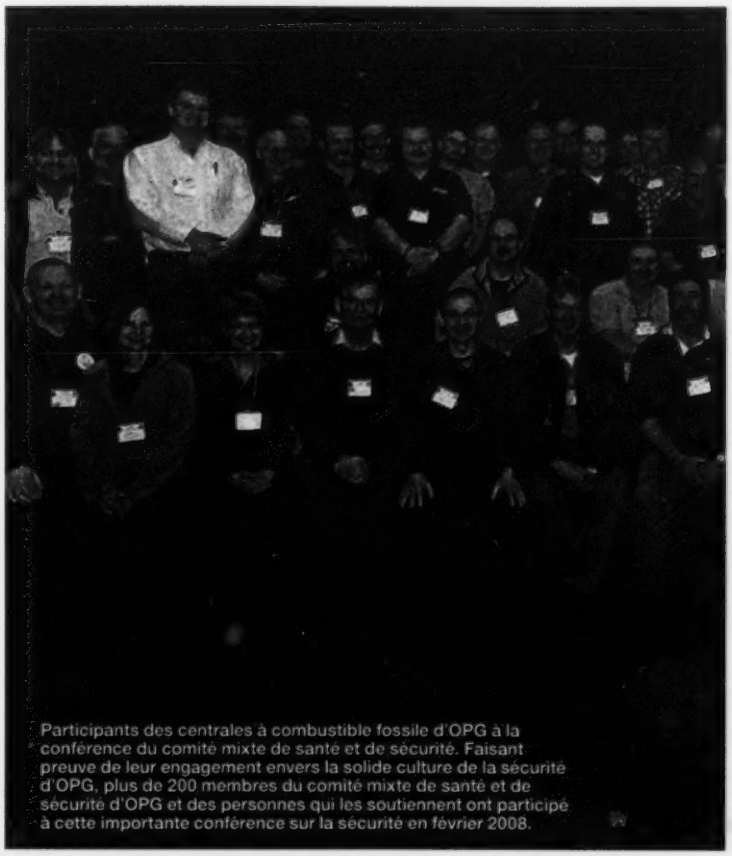
Le solide soutien de la part des collectivités a été clairement démontré lors des audiences tenues par la CCSN en 2008 et touchant les centrales Pickering B et Darlington pour le renouvellement des permis. À cette occasion, les centrales ont reçu l'appui des représentants élus, des organisations et des gens des collectivités qui accueillent OPG.

Relations avec les employés et les collectivités

Nombre de fois au cours des trois dernières années (de 2006 à 2008) où OPG a été reconnue à titre de meilleur employeur du Canada et de Toronto	5
Nombre d'ingénieurs et de techniciens qui ont été embauchés par OPG en 2008	plus de 300
Nombre de résidents locaux qui ont participé aux anniversaires des centrales d'OPG en 2008	plus de 15 000

La capacité de l'engagement

OPG s'engage envers la sécurité et l'excellence sur le plan de l'environnement. Nous respecterons nos engagements par notre souci continuel d'atteindre l'objectif de zéro blessure au travail et par notre détermination à devenir un modèle parmi les sociétés à faible taux d'émission.



Participants des centrales à combustible fossile d'OPG à la conférence du comité mixte de santé et de sécurité. Faisant preuve de leur engagement envers la solide culture de la sécurité d'OPG, plus de 200 membres du comité mixte de santé et de sécurité d'OPG et des personnes qui les soutiennent ont participé à cette importante conférence sur la sécurité en février 2008.

SÉCURITÉ : La sécurité publique et la sécurité en milieu de travail constituent une valeur fondamentale pour OPG. Elles sont à la base de la confiance et du respect que nous inspirons à nos parties prenantes.

Dans l'ensemble, OPG a affiché une excellente fiche de sécurité en 2008. De nombreux sites ont franchi des étapes importantes sur le plan de la sécurité et n'ont enregistré aucun accident entraînant des arrêts de travail, signe que nous nous approchons de l'objectif de zéro blessure au travail. OPG a remporté plusieurs prix de sécurité, notamment des prix de l'Association pour la prévention des accidents industriels, de l'Association ontarienne des services publics et électriques et de l'Association canadienne de l'électricité.

OPG mesure sa performance en matière de sécurité en milieu de travail au moyen de deux normes reconnues par l'industrie, le taux de gravité des accidents et le taux d'accidents avec blessures. Dans l'une et l'autre de ces catégories, elle a affiché une solide performance en 2008.

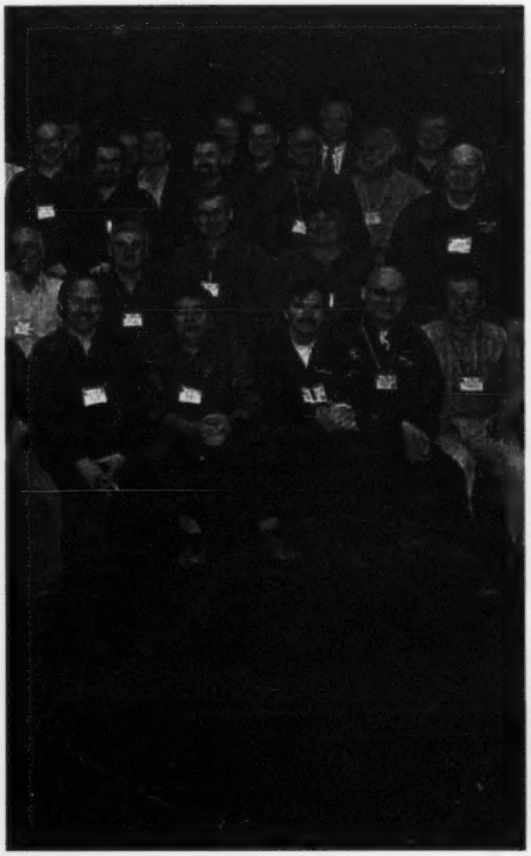
- En 2008, OPG a enregistré la meilleure performance de son histoire sur le plan du taux de gravité des accidents. Au cours de l'exercice, le taux de gravité des accidents d'OPG a été de 1,47 jour perdu par 200 000 heures travaillées. Cette performance dépasse l'excellente performance de 2007 sur le plan du taux de gravité des accidents, qui était de 1,56 jour perdu par 200 000 heures travaillées.
- En 2008, le taux d'accidents avec blessures d'OPG s'est établi à 1,15 blessure par 200 000 heures travaillées. Bien que légèrement inférieur au taux d'accidents avec blessures de 2007 de 1,12 blessure par 200 000 heures travaillées, il a été le deuxième meilleur taux d'accidents avec blessures de l'histoire d'OPG.

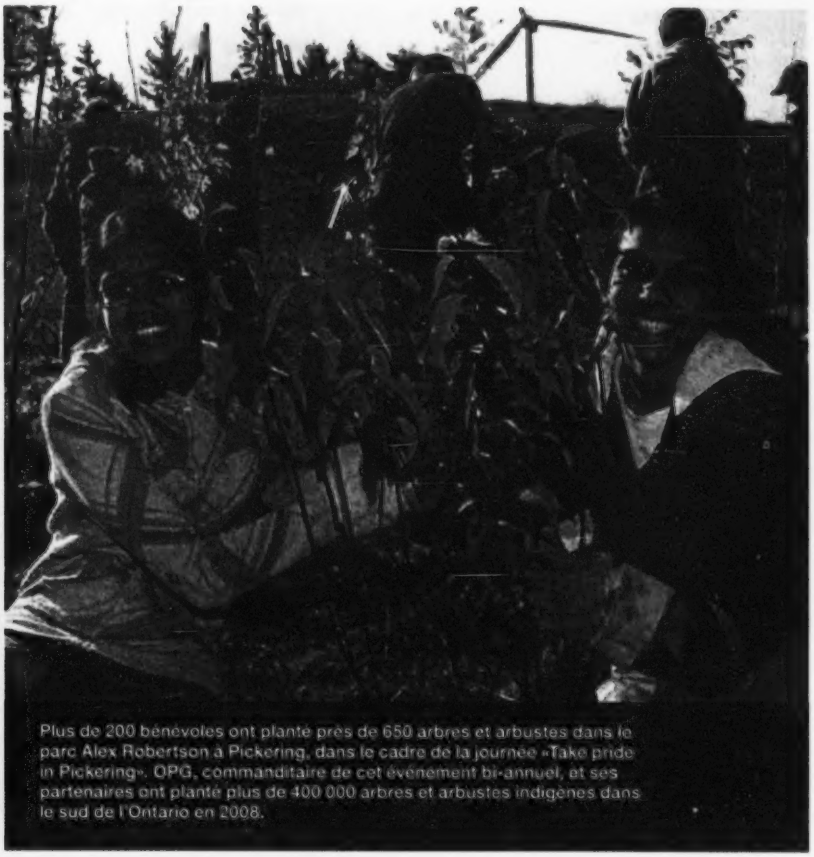
OPG a démontré son engagement envers l'amélioration continue de la sécurité en 2008 en lançant des programmes de réduction des blessures occasionnant des troubles musculosquelettiques et des facteurs à risque élevé responsables des accidents évités de justesse, qui auraient pu occasionner des blessures graves pour l'un de nos employés ou de nos entrepreneurs.

ENVIRONNEMENT : OPG s'engage à devenir un modèle parmi les sociétés d'énergie à faible taux d'émission. La performance sur le plan environnemental sera synonyme de notre progression vers cet objectif.

La performance d'OPG sur le plan de l'environnement est évaluée volontairement chaque année au moyen d'un indice de performance environnementale («EPI»). L'EPI repose sur des notes pondérées calculées en fonction de mesures de référence volontaires de la performance sur le plan des déversements, de la conformité à la réglementation, de l'efficience énergétique, des mesures de radiation et de la gestion des déchets. Une note globale de 100 signifie que, en moyenne, les mesures de référence ont été respectées. Une note supérieure à 100 indique une performance supérieure aux mesures de référence, et une note inférieure à 100 est le signe d'une performance non conforme aux mesures de référence. L'EPI établit des objectifs qui sont plus exigeants pour OPG que les objectifs fixés par la réglementation gouvernementale, notamment des objectifs à l'égard de plusieurs domaines qui ne sont pas couverts par la réglementation.

En 2008, OPG a obtenu un EPI de 117, ce qui signifie que la performance globale d'OPG sur le plan de l'environnement dépassait l'objectif dans bien des domaines, notamment les déversements, la conformité à la réglementation et l'efficience énergétique. Les unités d'OPG qui possèdent un équipement de réduction catalytique sélective ont affiché des taux d'émission d'oxyde d'azote non conformes aux objectifs, en raison de problèmes d'équipement temporaires et des faibles charges d'exploitation de ces unités qui





Plus de 200 bénévoles ont planté près de 650 arbres et arbustes dans le parc Alex Robertson à Pickering, dans le cadre de la journée «Take pride in Pickering». OPG, commanditaire de cet événement bi-annuel, et ses partenaires ont planté plus de 400 000 arbres et arbustes indigènes dans le sud de l'Ontario en 2008.

ont nui au fonctionnement de l'équipement de réduction catalytique sélective. Les taux d'émission de tritium d'OPG n'ont pas atteint les objectifs. OPG a pris des mesures pour régler ce problème et améliorer sa performance sur le plan des taux d'émission de tritium à l'avenir.

Les taux des émissions totales des centrales à combustible fossile de la Société ont été considérablement inférieurs aux niveaux de 2007, en raison principalement de la baisse de la demande et de l'augmentation de la production des centrales nucléaires et hydroélectriques d'OPG. La réduction des émissions se poursuivra en 2009, grâce au plan d'OPG qui vise à répondre à la demande de pointe au moyen de la production d'origine fossile pendant les mois d'été et d'hiver, en réponse à l'initiative de réduction des émissions de CO_2 du gouvernement de l'Ontario, annoncée en mai 2008.

OPG continue d'être saluée pour son leadership en matière de biodiversité. La Société a remporté le prix international «Wings Over Wetlands» du Wildlife Habitat Council et de Canards Illimités Canada pour sa gérance des milieux humides. Les efforts de réhabilitation de la forêt d'OPG et de ses partenaires ont également été reconnus par le Carolinian Canada Council. Le programme de plantation d'arbres d'OPG est l'un des plus importants de la Province.

À plus long terme, OPG modifie la composition de ses modes de production pour que ses portefeuilles affichent les taux d'émission les plus faibles d'Amérique du Nord. La composition de l'actif de la Société, en constante évolution, inclura d'autres sources de production nucléaire et hydroélectrique ainsi que certaines centrales alimentées au gaz. Comme l'a exigé le gouvernement de l'Ontario, OPG ne brûlera plus de charbon dans ses centrales à combustible fossile après 2014. Ce sera un important pas en avant pour OPG à titre de producteur d'électricité à faible taux d'émission.

OPG étudie la possibilité de brûler, comme combustible, de la biomasse sans émission de carbone à certaines unités de ses centrales alimentées au charbon. En 2008, des essais de brûlage

Afficher nos valeurs

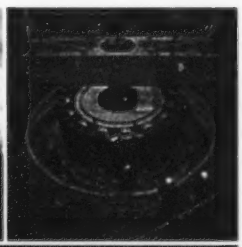
Les activités d'OPG, en termes de salaires, d'achats et de paiements en remplacement de l'impôt et des taxes, contribuent considérablement à l'économie et aux collectivités de l'Ontario.	3,9 milliards $
À la fin de 2008, les 1 000 employés de l'unité fonctionnelle hydroélectrique d'OPG avaient travaillé un nombre de jours record sans accident entraînant des arrêts de travail.	3,3 ans
OPG a mis sur pied l'un des plus vastes programmes de biodiversité de l'Ontario. Nombre d'arbres plantés depuis la création du programme.	plus de 3,2 millions

ont été effectués dans des unités des centrales alimentées au charbon Nanticoke, Lambton et Atikokan. Ces tests consistaient à brûler uniquement de la biomasse pure, de façon à prouver que ce combustible est techniquement capable de remplacer le charbon. Bien que les résultats soient prometteurs, des études supplémentaires doivent être réalisées pour déterminer si la biomasse est une option pratique sur le plan commercial.

Rapport de gestion

Rapport de gestion

14 Énoncés prospectifs
15 La Société
15 Réglementation des tarifs
16 Faits saillants
21 Vision, activités de base et stratégie
27 Capacité de produire des résultats
27 Tendances du marché de l'électricité de l'Ontario
27 Secteurs d'activité
29 Indicateurs clés de la production et du rendement financier
30 Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité
31 Production nucléaire réglementée
32 Gestion des déchets nucléaires réglementée
33 Production hydroélectrique réglementée
35 Production hydroélectrique non réglementée
36 Production d'origine fossile non réglementée
37 Divers
37 Intérêts débiteurs, montant net
37 Impôts sur les bénéfices
38 Situation de trésorerie et sources de financement
39 Notation de crédit
40 Faits saillants du bilan
41 Conventions et estimations comptables critiques
47 Gestion des risques
53 Opérations entre parties liées
53 Gouvernance
62 Information sur le comité de vérification et de gestion des risques
65 Contrôles internes à l'égard de l'information financière et contrôles de communication de l'information
66 Quatrième trimestre
68 Faits saillants financiers trimestriels
69 Mesures supplémentaires des résultats
72 États financiers consolidés
77 Notes afférentes aux états financiers consolidés
116 Membres de la haute direction
117 Installations d'Ontario Power Generation



RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés vérifiés d'Ontario Power Generation Inc. («OPG» ou la «Société») au 31 décembre 2008 et pour l'exercice terminé à cette date et les notes y afférentes. Les états financiers consolidés d'OPG sont préparés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada («PCGR») et sont présentés en dollars canadiens. Certains montants correspondants de 2007 ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation de 2008. Le présent rapport de gestion est daté du 12 février 2009.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le rapport de gestion comprend des énoncés prospectifs qui reflètent les points de vue actuels d'OPG à l'égard de certains événements et circonstances futurs. Tout énoncé contenu dans le présent document qui n'est pas actuel ou historique est un énoncé prospectif. Des mots tels que «anticiper», «croire», «envisager», «prévoir», «estimer», «s'attendre à», «projeter», «avoir l'intention de», «planifier», «rechercher», «viser», «objectif», «stratégie», «peut», «pourrait», «prévoit» et des verbes conjugués au futur et au conditionnel et des expressions similaires sont habituellement utilisés par OPG afin d'indiquer des énoncés prospectifs. L'absence de telles expressions ne signifie pas qu'un énoncé n'est pas prospectif.

Tous ces énoncés reposent sur des hypothèses et comportent des risques et des incertitudes et, par conséquent, pourraient être inexacts de façon importante. Plus particulièrement, les énoncés prospectifs peuvent comprendre des hypothèses comme celles qui sont liées aux coûts et à la disponibilité du combustible, au rendement de l'actif, au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires, à la fermeture de centrales alimentées au charbon, à la remise à neuf d'installations existantes, à l'aménagement et à la construction de nouvelles installations, aux obligations liées aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite, aux impôts sur les bénéfices, aux tarifs du marché au comptant de l'électricité, à l'évolution continue de l'industrie de l'électricité en Ontario, aux exigences environnementales et autres exigences réglementaires, aux faits nouveaux en matière de santé, de sécurité et d'environnement, aux événements liés à la poursuite des activités, aux conditions climatiques, au papier commercial adossé à des actifs de tiers et à l'incidence des décisions prises par la Commission de l'énergie de l'Ontario. Par conséquent, il est conseillé de ne pas se fier indûment à ces énoncés prospectifs. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport de gestion ne sont valables qu'à la date du présent rapport de gestion. OPG ne s'engage pas à mettre à jour publiquement ces énoncés prospectifs pour refléter de nouvelles informations ou des événements futurs, ou autrement.

Rapport de gestion

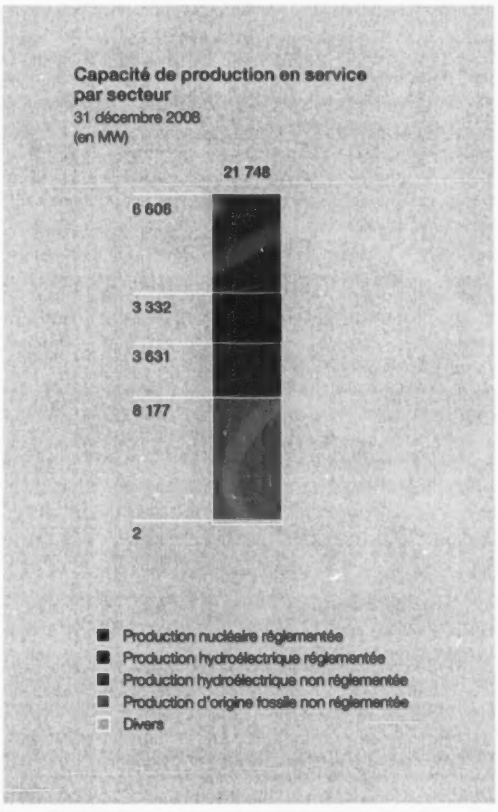
LA SOCIÉTÉ

OPG est une entreprise établie en Ontario dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario. OPG met l'accent sur la production efficiente et la vente d'électricité provenant de ses actifs de production, tout en assurant une exploitation sécuritaire, ouverte et responsable sur le plan de l'environnement. Constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), OPG est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario (la «Province»).

Au 31 décembre 2008, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de 21 748 mégawatts («MW»). Le portefeuille de production d'électricité d'OPG comprend trois centrales nucléaires, cinq centrales à combustible fossile, 64 centrales hydroélectriques, dont quatre sont en voie d'être remises à neuf, et deux centrales éoliennes. En outre, OPG et TransCanada Energy Ltd. sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz de Portlands Energy Centre. OPG, ATCO Power Canada Ltd. et ATCO Resources Ltd. détiennent en copropriété la centrale alimentée au gaz Brighton Beach. OPG possède également deux autres centrales nucléaires, qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. («Bruce Power»).

Structure de présentation de l'information d'OPG

Au quatrième trimestre de 2008, OPG a réexaminé la composition de ses secteurs d'activité afin qu'elle corresponde à la structure stratégique des unités fonctionnelles et aux modifications apportées à la présentation de l'information de gestion d'OPG. Les secteurs d'activité d'OPG présentent l'information conformément à la façon dont la direction organise l'entreprise aux fins de la prise de décisions en matière d'exploitation et de l'évaluation de son rendement. Dans le cadre de la modification de la structure de la présentation de l'information de gestion et dans le but d'améliorer la transparence de l'information communiquée aux parties intéressées, un nouveau secteur d'activité a été créé, le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée. Ce nouveau secteur comprend certaines activités liées à la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible et de moyenne activité, au déclassement des centrales nucléaires d'OPG (y compris les centrales louées à Bruce Power), à la gestion des fonds pour l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et des déchets nucléaires (les «Fonds nucléaires»), et à des activités connexes, y compris l'inspection et la maintenance des installations de stockage de déchets. Les autres secteurs d'activité d'OPG comprennent le secteur Production nucléaire réglementée, le secteur Production hydroélectrique réglementée, le secteur Production hydroélectrique non réglementée et le secteur Production d'origine fossile non réglementée.



Une description de tous les secteurs d'activité d'OPG se trouve à la rubrique *Secteurs d'activité*. Les données de l'exercice précédent ont été reclassées conformément à cette nouvelle méthode de présentation.

RÉGLEMENTATION DES TARIFS

Depuis le 1er avril 2005, OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par la plupart de ses centrales hydroélectriques de base et par la totalité des installations nucléaires qu'elle exploite. Cela comprend l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, les installations hydroélectriques R.H. Saunders et les installations nucléaires Pickering A et B et Darlington. Les tarifs réglementés ont été établis à la suite de la publication d'un règlement en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario) pour les trois exercices terminés le 31 mars 2008. Le tarif réglementé établi pour les 1 900 premiers mégawattheures («MWh») de production des installations hydroélectriques réglementées pour toute heure est de 33,00 $/MWh (3,3 ¢/kWh). Pour la production dépassant 1 900 MWh, OPG a été payée au prix du marché au comptant en guise de mécanisme incitatif visant à optimiser la production hydroélectrique. Le tarif réglementé établi pour la production des installations nucléaires d'OPG est de 49,50 $/MWh (4,95 ¢/kWh). La production d'OPG était assujettie à ces tarifs réglementés jusqu'au 1er avril 2008, et au mécanisme incitatif hydroélectrique jusqu'au 1er décembre 2008.

La règlementation exigeait également d'OPG qu'elle établisse des comptes d'écarts et de report pour certains coûts engagés et certains revenus gagnés ou manques à gagner. Les soldes du compte d'écarts constatés par OPG reflétaient les écarts par rapport aux prévisions fournies à la Province pour la période du 1er avril 2005 au 1er avril 2008 aux fins de l'établissement des tarifs réglementés susmentionnés. Ces écarts découlaient de l'incidence des conditions hydrologiques sur la production hydroélectrique; des revenus tirés des services connexes des installations réglementées; des indisponibilités et des restrictions liées au transport; et des coûts autres qu'en capital relatifs à la remise en état de la capacité nucléaire engagés depuis le 1er avril 2005. Les soldes des comptes de report constatés par OPG englobaient les coûts autres qu'en capital engagés après le 1er janvier 2005 associés à la remise en service prévue de la totalité des unités de la centrale nucléaire Pickering A; l'incidence sur les besoins de revenus des variations du passif d'OPG lié à la gestion

du combustible nucléaire irradié, au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible et de moyenne activité (les «passifs nucléaires») découlant du plan de référence approuvé de 2006 conformément aux termes de l'Ontario Nuclear Funds Agreement («ONFA»); et les coûts autres qu'en capital relatifs aux activités d'aménagement de nouvelles installations nucléaires à compter du 13 juin 2006.

Le règlement prescrivait en outre, sous réserve de certaines exigences, que la Commission de l'énergie de l'Ontario («CEO») détermine les tarifs réglementés d'OPG devant entrer en vigueur à compter du 1er avril 2008. En novembre 2007, OPG a déposé auprès de la CEO une demande de nouveaux tarifs réglementés pour ses installations réglementées devant prendre effet le 1er avril 2008.

La décision de la CEO à l'égard de cette demande a été publiée le 3 novembre 2008. Cette décision a été suivie d'une ordonnance de la CEO publiée le 2 décembre 2008 qui établissait les nouveaux tarifs réglementés à 36,66 $/MWh (3,67 ¢/kWh) et à 54,98 $/MWh (5,50 ¢/kWh) respectivement pour les installations hydroélectriques et nucléaires réglementées d'OPG, en fonction des besoins de revenus approuvés d'environ 6,0 milliards de dollars pour la période de 21 mois allant du 1er avril 2008 au 31 décembre 2009. Ces tarifs ont été approuvés, avec prise d'effet le 1er avril 2008. Les nouveaux taris réglementés tiennent compte de la décision de la CEO ayant trait au recouvrement des soldes des comptes d'écarts et de report d'OPG constatés avant le 1er avril 2008 aux termes du règlement en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario). Afin de tenir compte du recouvrement de ces soldes, le tarif réglementé pour la production nucléaire de 54,98 $/MWh comprend un avenant tarifaire de 2,00 $/MWh.

La Société indépendante d'exploitation du réseau de l'électricité («SIERE») a établi de nouveaux tarifs le 1er décembre 2008. Étant donné que la CEO avait décidé que ces tarifs devaient s'appliquer rétrospectivement à la production à compter du 1er avril 2008, OPG reçoit un avenant tarifaire de 3,22 $/MWh pour la production de ses centrales nucléaires et de 2,18 $/MWh pour la production de ses installations hydroélectriques réglementées à compter du 1er décembre 2008, aux fins de la récupération des revenus rétrospectifs.

La CEO a également approuvé un mécanisme incitatif modifié fondé sur les signaux du marché afin d'optimiser la production hydroélectrique. Ce nouveau mécanisme est entré en vigueur le 1er décembre 2008. Selon ce mécanisme, OPG reçoit le montant approuvé au titre du paiement pour la production réelle nette moyenne par heure pour le mois courant des installations hydroélectriques déterminées. Pour les heures où la production d'énergie nette réelle en Ontario est supérieure ou inférieure au volume net moyen par heure, les revenus d'OPG sont rajustés d'un montant égal à l'écart entre le volume net moyen par heure du mois et la production d'énergie réelle nette multiplié par le prix du marché.

En outre, la CEO a autorisé le maintien de certains comptes d'écarts et de report existants et la création de nouveaux comptes avec prise d'effet rétrospective le 1er avril 2008. La rubrique *Faits nouveaux* renferme de plus amples renseignements sur la décision de la CEO.

La production des autres actifs de production d'OPG demeure non réglementée et continue d'être vendue au prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario. Cependant, 85 % de la production des autres actifs de production d'OPG, excluant la centrale Lennox, les centrales dont la production est assujettie à l'entente désignée sous le nom de Hydroelectric Energy Supply Agreement («HESA») conclue avec l'Office de l'électricité de l'Ontario («OEO») aux termes d'une directive ministérielle, et les ventes à terme au 1er janvier 2005, font l'objet d'une limite de revenus. La production d'une unité ayant fait l'objet d'une conversion de combustible et la production supplémentaire d'une centrale ayant fait l'objet d'une remise en état ou d'un agrandissement sont aussi exclues de la production couverte par la limite de revenus.

La limite de revenus, qui avait initialement été établie pour une période de 13 mois se terminant le 30 avril 2006, a par la suite été prolongée pour trois autres années. À compter du 1er mai 2006, la limite de revenus a été portée à 4,6 ¢/kWh par rapport à la limite précédente de 4,7 ¢/kWh. Le 1er mai 2007, la limite de revenus a été rétablie à 4,7 ¢/kWh et portée à 4,8 ¢/kWh en date du 1er mai 2008. En outre, depuis le 1er avril 2006, les volumes vendus aux termes d'une vente aux enchères pilote administrée par l'OEO sont assujettis à une limite de revenus supérieure de 0,5 ¢/kWh à la limite de revenus applicable aux autres actifs de production d'OPG. Les revenus excédant ces limites de revenus sont remis à la SIERE au profit des consommateurs. Le rabais associé à la limite de revenus vient à échéance le 1er mai 2009.

FAITS SAILLANTS

Aperçu des résultats d'exploitation

Cette section donne un aperçu des résultats d'exploitation consolidés vérifiés d'OPG. Une analyse détaillée du rendement d'OPG par secteur d'activité isolable figure à la rubrique *Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité*.

(en millions de dollars)	2008	2007
Revenus		
Revenus avant le rabais associé à la limite de revenus	**6 359**	5 887
Rabais associé à la limite de revenus	**(277)**	(227)
	6 082	5 660
Charges liées au combustible	**1 191**	1 270
Marge brute	**4 891**	4 390
Charges		
Exploitation, maintenance et administration	**2 967**	2 974
Amortissement	**743**	695
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**581**	507
Pertes sur les (rendement des) fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**93**	(481)
Autres charges, montant net	**71**	75
	4 455	3 770
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**436**	620
Intérêts débiteurs, montant net	**165**	143
Charge (recouvrement) d'impôts	**183**	(51)
Bénéfice net	**88**	528
Production d'électricité (en TWh)	**107,8**	105,1
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie d'exploitation	**870**	379

Le bénéfice net de 2008 s'est élevé à 88 millions de dollars comparativement à 528 millions de dollars pour 2007, en baisse de 440 millions de dollars. Le bénéfice net avant impôts sur les bénéfices de 2008 a été de 271 millions de dollars, contre 477 millions de dollars pour 2007, une diminution de 206 millions de dollars.

Les résultats financiers et les résultats d'exploitation des secteurs de production d'électricité d'OPG se sont considérablement améliorés en 2008 comparativement à 2007. Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices des secteurs de production d'électricité d'OPG s'est établi à 1 028 millions de dollars en 2008, contre 594 millions de dollars en 2007. Cette augmentation était essentiellement attribuable à la hausse du prix et de la production d'électricité, qui a donné lieu à l'accroissement de la marge brute de 2008 par rapport à 2007.

Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée a subi une perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices de 670 millions de dollars en 2008, en comparaison d'une perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices de 26 millions de dollars en 2007. Cette variation découlait de l'importante diminution du bénéfice tiré des Fonds nucléaires, contrebalancée en partie par l'établissement, par la CEO, d'un compte d'écarts regroupant les écarts entre les revenus réels et prévus et les coûts liés aux centrales nucléaires louées à Bruce Power («compte d'écarts de Bruce») avec prise d'effet le 1er avril 2008.

Un sommaire des facteurs qui ont eu une incidence sur les résultats d'OPG pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 par rapport aux résultats de 2007, avant impôts, est présenté ci-dessous :

(en millions de dollars, avant impôts)	Secteurs de production d'électricité[1]	Secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée	Divers[2]	Total
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007	**594**	**(26)**	**(91)**	**477**
Variation de la marge brute :				
Augmentation des prix de vente de l'électricité, compte tenu du rabais associé à la limite de revenus	307	–	–	307
Variation de la production d'électricité par secteur :				
Production nucléaire réglementée	186	–	–	186
Production hydroélectrique réglementée	16	–	–	16
Production hydroélectrique non réglementée	157	–	–	157
Production d'origine fossile non réglementée	(104)	–	–	(104)
Augmentation du prix du combustible et autres coûts liés aux combustibles	(92)	–	–	(92)
Augmentation des revenus de négociation, montant net	–	–	44	44
Autres variations de la marge brute	13	(30)	4	(13)
	483	(30)	48	501
Variations des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration :				
Augmentation des activités de maintenance attribuable principalement aux dépenses plus élevées aux centrales nucléaires d'OPG	(94)	–	–	(94)
Incidence des comptes réglementaires, des frais de mise en valeur de centrales nucléaires et des coûts de remise en état de la capacité	(87)	–	–	(87)
Diminution des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	74	–	–	74
Diminution liée au règlement de griefs historiques avec les Premières nations	50	–	–	50
Autres variations des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	57	34	(27)	64
	–	34	(27)	7
Augmentation de la charge de désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	–	(74)	–	(74)
Diminution du rendement des Fonds nucléaires	–	(907)	–	(907)
Augmentation des actifs réglementaires découlant du rendement des Fonds nucléaires liés aux centrales louées à Bruce Power	–	333	–	333
(Augmentation) diminution de la dotation aux amortissements	(58)	–	10	(48)
Autres variations	6	–	(1)	5
Augmentation (diminution) du bénéfice avant autres gains et pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	**431**	**(644)**	**30**	**(183)**
Variations des autres gains et (pertes)	3	–	(4)	(1)
Augmentation des intérêts débiteurs, montant net	–	–	(22)	(22)
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008	**1 028**	**(670)**	**(87)**	**271**

1 Les secteurs de production d'électricité comprennent les secteurs Production nucléaire réglementée, Production hydroélectrique réglementée, Production hydroélectrique non réglementée et Production d'origine fossile non réglementée.

2 Le secteur Divers englobe les résultats présentés dans la colonne Divers de l'état des résultats sectoriels d'OPG, les éliminations intersectorielles et les intérêts débiteurs nets.

Rapport de gestion

En 2008, le bénéfice a profité de l'augmentation de 501 millions de dollars de la marge brute par rapport à 2007. La marge brute dans les secteurs de production d'électricité a connu une hausse de 483 millions de dollars découlant surtout des prix plus élevés tirés de la production des installations réglementées d'OPG par suite de la décision de la CEO, avec prise d'effet le 1er décembre 2008, d'augmenter les prix rétrospectivement au 1er avril 2008. Au quatrième trimestre de 2008, OPG a constaté des revenus rétrospectifs de 214 millions de dollars pour la période du 1er avril 2008 au 30 novembre 2008. La marge brute a progressé également par suite d'une hausse de la production des centrales nucléaires et hydroélectriques d'OPG, annulée en partie par une baisse de la production des centrales à combustible fossile d'OPG et l'augmentation du prix du combustible.

Les revenus de négociation ont eux aussi grimpé en 2008 par rapport à 2007, du fait surtout de l'augmentation des bénéfices réalisés et des gains, évalués à la valeur du marché, sur les opérations de négociation d'énergie.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration ont fléchi de 7 millions de dollars en 2008 par rapport à 2007. Ce recul s'explique essentiellement par la baisse des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et par la réduction des frais liés au règlement de griefs historiques avec les Premières nations. Ces diminutions ont été en grande partie neutralisées par les dépenses de maintenance plus élevées engagées principalement aux centrales nucléaires d'OPG, et par l'incidence des comptes réglementaires, des frais d'aménagement de nouvelles installations nucléaires et des coûts de remise en état de la capacité. La variation enregistrée dans les comptes réglementaires en 2008 découle avant tout du fait que les frais d'aménagement de nouvelles installations nucléaires et les coûts de remise en état de la capacité ont été inférieurs aux prévisions approuvées par la CEO au moment de l'établissement des tarifs réglementés de l'énergie nucléaire.

La charge de désactualisation a augmenté en 2008 par rapport à 2007, en raison surtout de l'abandon, à compter du 1er avril 2008, du compte de report rattaché à la hausse des passifs nucléaires découlant du plan de référence approuvé de 2006 et de l'augmentation de la valeur actualisée des passifs attribuable au passage du temps. La charge de désactualisation a été réduite en 2008 et en 2007, au moyen du compte de report, respectivement de 19 millions de dollars et 75 millions de dollars.

Les pertes sur les Fonds nucléaires, déduction faite de l'incidence atténuante du compte d'écarts de Bruce établi par la CEO, ont atteint 426 millions de dollars, en baisse de 907 millions de dollars par rapport au rendement de 481 millions de dollars de 2007. Le recul du rendement des Fonds nucléaires est principalement attribuable aux rendements moindres du Fonds distinct de déclassement (le «Fonds de déclassement») imputables à l'importante baisse des niveaux de négociation sur les marchés des capitaux mondiaux, d'où la réduction de la valeur marchande actuelle des placements des fonds. Les placements du Fonds de déclassement forment un portefeuille diversifié d'actions et de titres à revenu fixe qui sont investis dans plusieurs marchés géographiques. Les Fonds nucléaires sont investis pour financer les besoins du passif à long terme et, de cette manière, la composition de l'actif du portefeuille est structurée de façon à ce qu'il puisse dégager le rendement requis sur un horizon de placement à long terme. Bien que la valeur marchande fluctuera à court terme, la gestion du rendement à long terme des Fonds nucléaires demeure le principal objectif.

Le bénéfice réalisé par OPG sur le Fonds distinct pour combustible irradié (le «Fonds pour combustible irradié») n'est pas touché par la volatilité des marchés financiers puisque le taux de rendement du fonds pour les premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié est garanti par la Province.

Les pertes subies sur les Fonds nucléaires ont été partiellement neutralisées par l'établissement du compte d'écarts de Bruce, en vigueur le 1er avril 2008, puisqu'une partie de ces pertes sont liées aux centrales nucléaires louées à Bruce Power. OPG a comptabilisé un actif réglementaire de 333 millions de dollars dans ce compte d'écarts, de façon à réduire les pertes subies sur les Fonds nucléaires.

La dotation aux amortissements s'est établie à 743 millions de dollars en 2008, en comparaison de 695 millions de dollars en 2007. L'augmentation de la dotation aux amortissements est principalement attribuable à l'abandon, le 1er avril 2008, du report de la dotation aux amortissements lié à la hausse des passifs nucléaires découlant du plan de référence approuvé de 2006. La dotation aux amortissements a été réduite en 2008 et en 2007, au moyen du compte de report, respectivement de 13 millions de dollars et 54 millions de dollars.

Les intérêts débiteurs, montant net, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 ont été de 165 millions de dollars comparativement à 143 millions de dollars en 2007, en hausse de 22 millions de dollars. Cette hausse résulte surtout de l'incidence de l'augmentation du solde moyen de la dette et de la diminution du montant d'intérêts reporté relativement aux soldes réglementaires, en partie contrebalancée par la hausse des intérêts capitalisés au titre des projets d'immobilisations.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, il y a eu une charge d'impôts, montant net, de 183 millions de dollars, comparativement à un recouvrement d'impôts de 51 millions de dollars en 2007. L'augmentation de la charge d'impôts en 2008 par rapport à 2007 s'explique en partie par l'amélioration du bénéfice avant l'incidence des pertes sur les Fonds nucléaires. En outre, en 2007, la charge d'impôts avait été réduite par suite d'une contribution supplémentaire aux Fonds nucléaires. La charge d'impôts plus élevée en 2008 a été partiellement contrebalancée par des passifs d'impôts réduits en raison de la résolution d'incertitudes fiscales liées à la vérification à l'égard de l'année d'imposition 1999 d'OPG.

Tarifs de vente moyens

Le tarif moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario et les prix de vente moyens d'OPG par secteur de production d'électricité isolable, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus pour les exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007, se sont établis comme suit :

(¢/kWh)	2008	2007
Tarif horaire moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario	**5,2**	5,1
Production nucléaire réglementée	**5,3**	4,9
Production hydroélectrique réglementée	**3,9**	3,5
Production hydroélectrique non réglementée	**4,8**	4,7
Production d'origine fossile non réglementée	**5,0**	4,8
Prix de vente moyen d'OPG	**4,9**	4,6

En 2008, le tarif horaire moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario a été de 5,2 ¢/kWh comparativement à 5,1 ¢/kWh en 2007. Cette augmentation était essentiellement attribuable à la hausse des prix du charbon et du gaz naturel, contrebalancée partiellement par l'augmentation de la production hydroélectrique et de la production nucléaire.

L'augmentation du prix de vente moyen d'OPG pour 2008 par rapport à 2007, pour les secteurs Production nucléaire réglementée et Production hydroélectrique réglementée, tenait compte surtout de la majoration des tarifs réglementés attribuable à la décision de la CEO en 2008, qui s'appliquait à la production des installations réglementées d'OPG, avec prise d'effet le 1er avril 2008. Le prix de vente moyen d'OPG pour les secteurs Production hydroélectrique non réglementée et Production d'origine fossile non réglementée a monté en 2008 par rapport à 2007, du fait de l'augmentation des prix du marché au comptant de l'Ontario et de celle de la limite de revenus en 2008.

En raison des tarifs réglementés et du rabais associé à la limite de revenus, le prix de vente moyen d'OPG au cours de 2008 et de 2007 a été moins élevé que le tarif horaire moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario.

Production d'électricité

La production d'électricité d'OPG pour les exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007 s'est établie comme suit :

(en TWh)	2008	2007
Production nucléaire réglementée	**48,2**	44,2
Production hydroélectrique réglementée	**18,8**	18,1
Production hydroélectrique non réglementée	**17,6**	13,8
Production d'origine fossile non réglementée	**23,2**	29,0
Total de la production d'électricité	**107,8**	105,1

La production d'électricité totale s'est établie à 107,8 TWh en 2008 en regard de 105,1 TWh en 2007. L'augmentation de 2,7 TWh est surtout attribuable à une hausse de la production des centrales nucléaires et des centrales hydroélectriques non réglementées d'OPG, annulée en partie par une baisse de la production des centrales à combustible fossile.

La production des centrales nucléaires a progressé en 2008 par rapport à 2007 en raison surtout d'une réduction du nombre de jours d'interruption aux centrales nucléaires Pickering A et Darlington.

La production des centrales hydroélectriques réglementées et non réglementées a augmenté en 2008 en regard de 2007, du fait essentiellement des débits fluviaux plus importants à l'échelle de la Province attribuables aux pluies et aux chutes de neige considérables, ainsi que de la disponibilité élevée des centrales hydroélectriques.

La production d'électricité des centrales à combustible fossile a reculé en 2008 comparativement à 2007, la production des centrales nucléaires et hydroélectriques ayant été plus importante et la demande générale, plus faible.

Les résultats d'exploitation d'OPG sont touchés par les fluctuations de la demande résultant des fluctuations saisonnières des conditions climatiques. Le tableau qui suit présente une comparaison des degrés-jours de chauffage et de réfrigération pour les exercices terminés les 31 décembre :

	2008	2007
Degrés-jours de chauffage[1]		
Total pour l'exercice	**3 807**	3 684
Moyenne sur dix exercices	**3 662**	3 601
Degrés-jours de réfrigération[2]		
Total pour l'exercice	**279**	454
Moyenne sur dix exercices	**384**	394

1 Les degrés-jours de chauffage sont relevés les jours où la température moyenne est inférieure à 18 °C et représentent la somme des écarts entre la température moyenne et 18 °C pour chaque jour au cours de la période, mesurés à l'Aéroport international Pearson à Toronto, Ontario.

2 Les degrés-jours de réfrigération sont relevés les jours où la température moyenne est supérieure à 18 °C et représentent la somme des écarts entre la température moyenne et 18 °C pour chaque jour au cours de la période, mesurés à l'Aéroport international Pearson à Toronto, Ontario.

Les degrés-jours de chauffage pour 2008 ont augmenté par rapport à 2007 en raison de la température plus basse au quatrième trimestre de 2008 par rapport au trimestre correspondant de 2007. Les degrés-jours de réfrigération ont diminué en 2008, par suite de températures plus fraîches au cours du deuxième et du troisième trimestres de 2008 par rapport aux mêmes périodes de 2007.

La demande primaire d'électricité en Ontario a été de 148,7 TWh et de 152,2 TWh pour les exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007, respectivement.

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie d'exploitation pour 2008 se sont établis à 870 millions de dollars en regard de 379 millions de dollars pour 2007. La hausse des flux de trésorerie a découlé principalement des encaissements plus élevés provenant des revenus de production et de la baisse des contributions aux Fonds nucléaires en 2008 par rapport à 2007. En 2007, une contribution non récurrente de 334 millions de dollars a été effectuée au Fonds pour combustible irradié, comme l'avait exigé l'ONFA. L'augmentation des flux de trésorerie d'exploitation a été partiellement contrebalancée par la majoration des paiements relatifs au rabais associé à la limite de revenus.

Faits nouveaux

Décision de la CEO à l'égard des paiements pour les installations déterminées

La décision de la CEO à l'égard de la demande d'OPG de faire modifier les paiements pour ses centrales hydroélectriques et nucléaires réglementées a été publiée en novembre 2008. La CEO a établi les tarifs pour la production hydroélectrique et nucléaire réglementée d'OPG respectivement à 36,66 $/MWh et 54,98 $/MWh, avec prise d'effet le 1er avril 2008, au moyen d'une méthode fondée sur les coûts prévus de prestation de service. Cette méthode établit les montants des paiements réglementés en fonction des besoins de revenus qui tiennent compte des prévisions en matière de volumes de production et du total des charges d'exploitation,

ainsi que du rendement de la base tarifaire. La base tarifaire est un concept réglementaire qui représente le niveau net moyen des investissements dans des immobilisations réglementées et une provision pour le fonds de roulement.

Afin de s'assurer qu'OPG touche les tarifs modifiés en vigueur le 1er avril 2008, la CEO a approuvé, pour la production des centrales hydroélectriques et nucléaires d'OPG, des avenants tarifaires respectivement de 2,18 $/MWh et 3,22 $/MWh. Ces avenants permettent à OPG de récupérer rétrospectivement les montants de la production pour la période du 1er avril 2008 au 30 novembre 2008 sur une période de 13 mois allant du 1er décembre 2008 au 31 décembre 2009.

Dans sa décision à l'égard de la demande d'OPG, la CEO a déterminé que le taux de rendement approprié des capitaux propres pour les installations réglementées d'OPG aux fins de l'établissement de nouveaux tarifs réglementés est de 8,65 %. Ce taux est supérieur au taux de rendement des capitaux propres de 5 %, sur lequel les tarifs réglementés initiaux établis par la Province jusqu'au 1er avril 2008 étaient fondés. Selon la décision de la CEO, la structure du capital réputée appropriée, aux fins du calcul des nouveaux tarifs réglementés, est de 47 % de capitaux propres et de 53 % de capitaux d'emprunt. La CEO a également approuvé la demande d'une formule d'ajustement pour le rendement des capitaux propres pour les exercices postérieurs à 2009, qui entraînerait une variation de 75 points de base du taux de rendement des capitaux propres pour chaque variation de 100 points de base du rendement prévu à long terme des obligations du Canada à 30 ans. La CEO a établi les nouveaux paiements sur la base des besoins de revenus approuvés de 6,0 milliards de dollars, comparativement aux besoins de 6,2 milliards de dollars présentés dans la demande d'OPG.

Conformément à la réglementation, la CEO a exigé d'OPG qu'elle continue d'inclure l'écart entre les revenus et les coûts d'OPG relatifs à ses deux centrales nucléaires louées à Bruce Power aux fins de l'établissement des tarifs réglementés de la production des centrales nucléaires déterminées. Les revenus respectifs des centrales réduisent les tarifs réglementés, et leurs coûts respectifs sont récupérés à même les tarifs réglementés.

Dans le cadre de la décision, la CEO a approuvé la demande d'OPG à l'égard du traitement des soldes réglementaires comptabilisés au 31 décembre 2007, sans rajustement important. Cette approbation s'est traduite par l'inclusion d'un avenant tarifaire de 2,00 $/MWh dans le tarif réglementé de la production nucléaire, soit 54,98 $/MWh. Tout manque à gagner ou tout montant recouvré en trop au titre des soldes réglementaires sera récupéré auprès des consommateurs, ou leur sera remboursé, dans la prochaine demande d'OPG à la CEO. OPG demandera également le traitement des soldes d'actif et de passif réglementaires comptabilisés depuis le 1er janvier 2008 dans sa prochaine demande à la CEO.

Au moment de statuer sur le recouvrement des soldes réglementaires d'OPG, la CEO a réduit la période de recouvrement pour le solde du compte de report lié à la remise en service de Pickering A, la faisant passer de la période proposée de 15 ans à une période de 45 mois se terminant le 31 décembre 2011. La CEO a également confirmé que le recouvrement des comptes de report et d'écarts nucléaires se fera au cours d'une période de 33 mois prenant fin le 31 décembre 2010, et que le recouvrement des comptes hydroélectriques se fera sur une période de 21 mois prenant fin le 31 décembre 2009. La hausse des revenus découlant du recouvrement des comptes de report et d'écarts est contrebalancée par la dotation aux amortissements supplémentaire rétrospective au 1er avril 2008. OPG a comptabilisé, rétrospectivement au 1er avril 2008, une dotation aux amortissements de 75 millions de dollars au quatrième trimestre de 2008, par suite de la décision de la CEO.

La CEO a aussi autorisé le maintien, rétrospectivement au 1er avril 2008, des comptes d'écarts liés à l'incidence des conditions hydrologiques sur la production hydroélectrique, ainsi que des revenus tirés des services connexes des installations réglementées. Elle a également établi des comptes d'écarts pour le recouvrement des coûts du combustible nucléaire, des frais d'aménagement de nouvelles centrales nucléaires et des coûts de remise en état de la capacité, des revenus et des coûts associés aux centrales louées à Bruce Power, des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes, et pour le recouvrement des revenus des périodes intermédiaires. Les écarts entre les coûts et les revenus réels et les montants prévus correspondants prévus approuvés par la CEO au moment de l'établissement des tarifs réglementés sont comptabilisés dans ces comptes d'écarts.

Placements dans du papier commercial adossé à des actifs

En août 2007, le marché du papier commercial adossé à des actifs («PCAA») a été touché par des problèmes de liquidité lorsque des billets de PCAA de fonds multicédants tiers non bancaires n'ont pu être refinancés à leur échéance. À ce moment, le placement d'OPG dans du PCAA totalisait 103 millions de dollars. De ce montant, une tranche de 45 millions de dollars a été restructurée, OPG ayant reçu un paiement égal à environ 98,7 % de la valeur nominale des billets en décembre 2007, se traduisant par une perte de 1 million de dollars. Sur la tranche restante de 58 millions de dollars, OPG a comptabilisé une moins-value de 9 millions de dollars au 31 décembre 2007. Une moins-value additionnelle de 14 millions de dollars a été comptabilisée en 2008, y compris un montant de 5 millions de dollars au quatrième trimestre. La moins-value a été comptabilisée dans les autres gains et pertes. Au 31 décembre 2008, la valeur comptable des placements d'OPG dans du PCAA s'élevait à 35 millions de dollars. Le reste des billets de PCAA de tiers détenus par OPG sont comptabilisés à titre de placements à long terme.

Le 21 janvier 2009, le Comité pancanadien d'investisseurs dans du PCAA de tiers a annoncé que le plan de restructuration (le «plan») visant 32 milliards de dollars de billets de PCAA de tiers était entièrement mis en œuvre. En vertu des modalités du plan, le papier commercial à court terme d'OPG a été échangé contre des billets à plus long terme d'environ 58 millions de dollars. OPG a reçu cinq catégories de billets, qui sont soutenus par des facilités de financement de marge fournies par des fournisseurs d'actifs tiers, des banques canadiennes et des gouvernements. OPG a aussi reçu le paiement partiel des intérêts courus totalisant 1,9 million de dollars sur son papier commercial à court terme détenu au cours des 17 derniers mois.

Les billets restructurés devraient comporter une échéance de 8 à 9 ans. L'échéance exacte sera touchée par la reprise de garanties lorsque les swaps sous-jacents viendront à échéance. L'échéance établie pour les billets est 2056. OPG continue de surveiller le développement d'un marché secondaire pour évaluer la juste valeur du reste de ses billets.

OPG dispose de facilités de crédit suffisantes pour satisfaire à ses obligations financières et respecter ses échéances, et ne prévoit pas que le problème de liquidité actuel relatif au PCAA de tiers aura une incidence défavorable importante sur ses activités.

Soutien éventuel aux centrales Lambton et Nanticoke
En mai 2008, la Province a annoncé les nouveaux plafonds annuels d'émission de dioxyde de carbone («CO_2») des centrales alimentées au charbon d'OPG afin d'assurer qu'elles réduisent d'ici 2010 leurs émissions des deux tiers par rapport au niveau de 2003. Aux termes de la déclaration de l'actionnaire datée du 15 mai 2008 et de la résolution de l'actionnaire du 16 mai 2008, OPG est tenue de mettre en place les mesures de réduction afin d'atteindre, sur une base prévisionnelle, les objectifs de réduction des émissions de CO_2 de 19,6 millions de tonnes en 2009 et de 15,6 millions de tonnes en 2010.

La résolution de l'actionnaire spécifiait que la Province s'assurera qu'un mécanisme de recouvrement approprié des coûts soit établi afin de permettre à OPG de recouvrer les coûts de ses centrales alimentées au charbon à la suite de la mise en œuvre des mesures de réduction de CO_2. OPG est parvenue à une entente avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario («SFIÉO») à l'égard du soutien éventuel pour les coûts permanents et du recouvrement de la valeur comptable nette des centrales Nanticoke et Lambton au cours de la période allant de 2009 à 2014.

Centrale Lennox
La centrale Lennox a exercé ses activités en vertu d'un contrat de fiabilité impérative approuvé par la CEO pour la période du 1er octobre 2007 au 30 septembre 2008. La SIERE a conclu que les quatre unités de la centrale Lennox continuent d'être nécessaires à des fins de fiabilité, et a recommandé qu'un contrat de fiabilité impérative soit conclu pour les quatre unités pour la période du 1er octobre 2008 au 30 septembre 2009. Un contrat de fiabilité impérative avec la SIERE pour la période du 1er octobre 2008 au 30 septembre 2009 a été approuvé par la CEO en décembre 2008.

VISION, ACTIVITÉS DE BASE ET STRATÉGIE

Le mandat d'OPG est de produire de l'électricité de façon rentable au moyen de ses actifs de production diversifiés, en exerçant ses activités de façon sécuritaire, ouverte et responsable sur le plan environnemental. OPG a pour objectif d'être un chef de file de la production d'énergie propre et de jouer un rôle important lors de la transition de l'Ontario vers un avenir énergétique plus durable. OPG met l'accent sur trois stratégies d'affaires : l'excellence du rendement, l'aménagement de centrales et l'acquisition et le perfectionnement de talents.

Excellence du rendement
L'excellence du rendement est essentielle pour OPG. Chaque secteur d'activité et chaque fonction de l'entreprise font preuve de notre engagement envers la production, la sécurité, l'environnement et le rendement financier. C'est en nous concentrant sur l'excellence du rendement qu'OPG peut offrir des services d'électricité efficaces et fiables à la Province et générer de la valeur pour son actionnaire.

Actifs de production nucléaire
L'excellence du rendement des actifs de production nucléaire d'OPG se définit par son exploitation sécuritaire, efficace et rentable et par ses investissements prudents en vue d'améliorer la fiabilité. Des programmes et des projets ont été mis en œuvre afin de continuer à : améliorer la performance en matière de sécurité, accroître la fiabilité de l'équipement de manière à réduire les interruptions de production, planifier et exécuter des interruptions plus efficacement pour réaliser le potentiel de production de façon optimale, atténuer les risques technologiques au moyen de programmes d'inspection et de vérification essentiels, et régler les problèmes de planification de l'effectif. Ces initiatives, conjuguées à des efforts continus de contrôle des coûts, devraient entraîner une baisse des coûts énergétiques des unités de production.

Les programmes de vérification et d'inspection nucléaire sont régis dans une large mesure par des exigences de maintenance visant à assurer que l'équipement est en état de fonctionner et donne le rendement escompté. OPG peut ainsi répondre aux exigences réglementaires voulant que les centrales fonctionnent en toute sécurité et que la sécurité nucléaire n'est pas compromise.

La stratégie d'OPG en matière de maintenance évolue, et les programmes de maintenance conçus pour améliorer l'état de l'équipement seront délaissés au profit de projets visant à accroître la fiabilité de la production et la prévisibilité du rendement. La maintenance des composantes et de l'équipement est abordée différemment et s'est transformée en maintenance globale des systèmes tout au long de leur cycle de vie. OPG a l'intention de mener d'importants travaux de maintenance planifiés au cours des trois prochaines années, y compris des interruptions aux bâtiments sous vide des centrales Darlington et Pickering, en plus des travaux de maintenance permanents, notamment la maintenance des générateurs de vapeur ainsi que l'entretien des pompes, soupapes et autres équipements et composantes.

La réduction des retards de maintenance afin d'améliorer la fiabilité de l'équipement constitue un autre aspect important de l'atteinte de l'excellence du rendement. Nous avons réussi à réduire les retards de maintenance corrective aux niveaux de l'industrie en 2007 et nous continuons de le faire. De plus, à la fin de 2008, tous les sites avaient réduit considérablement les retards de maintenance optionnelle par rapport à 2007, et la centrale Darlington avait atteint les niveaux normalisés de l'industrie.

OPG s'efforce constamment de réduire le nombre et la durée des interruptions planifiées afin d'accroître le temps de production. Le calendrier des interruptions planifiées à la centrale Darlington est passé d'un cycle de deux ans à un cycle de trois ans. Les centrales Pickering continuent d'observer un cycle de deux ans pour les interruptions planifiées. La réduction ciblée de la durée des interruptions aux centrales nucléaires reflète les programmes poursuivis et nouveaux visant à améliorer la planification, l'exécution et la surveillance des travaux menés pendant les interruptions et la communication de l'information qui s'y rapporte. Darlington a obtenu un excellent rendement en matière d'interruptions. À la fin de 2008, les trois dernières interruptions à la centrale Darlington ont respecté le calendrier ou l'ont devancé.

OPG continue de mettre sur pied des programmes d'embauche et de formation dans le but d'améliorer le rendement des employés et de promouvoir le développement du leadership, et de s'attaquer aux questions touchant les tendances démographiques.

Projet de stockage sécuritaire aux unités 2 et 3 de Pickering
Le projet de stockage sécuritaire à la centrale Pickering A consiste notamment à isoler les unités 2 et 3 du reste de la centrale, à modifier la conception de la salle de contrôle des deux autres unités d'exploitation, et à assécher et vidanger les unités. La vidange des unités a été effectuée en octobre 2008.

Au troisième trimestre de 2007, la Commission canadienne de sûreté nucléaire («CCSN») a conclu qu'une évaluation environnementale («EE») était nécessaire pour certaines parties du projet de stockage sécuritaire. L'EE a été approuvée par la CCSN en décembre 2008, de sorte que l'assèchement de l'unité 2 a pu débuter. L'assèchement global du modérateur et des systèmes de transport de chaleur de l'unité 2 a été effectué, et le séchage sous vide devrait commencer sous peu. Le projet devrait être terminé comme prévu à l'automne 2010, conformément aux prévisions de coûts de 349 millions de dollars.

Actifs de production hydroélectrique
L'excellence du rendement aux actifs de production hydroélectrique d'OPG se définit par l'amélioration de la production de façon rentable et efficace. Des programmes et des projets sont en cours afin de remplacer l'équipement vieillissant comme les turbines, les générateurs et les transformateurs. OPG compte accroître la capacité des centrales existantes de 87 MW au cours des cinq prochaines années en remplaçant les roues de turbine par de l'équipement plus performant. Le remplacement de l'équipement de contrôle améliorera également l'efficience et permettra de satisfaire les exigences d'acheminement au marché. Les structures civiles vieillissantes seront réparées, remises en état ou remplacées.

Les actifs de production hydroélectrique ont atteint un taux de disponibilité de 94,3 % en 2008, soit le meilleur rendement en 24 ans. OPG entend maintenir des niveaux de fiabilité élevés, tels qu'ils sont mesurés par les facteurs de disponibilité de plus de 90 %, et un taux d'indisponibilité fortuite équivalente de moins de 1,6 %. En 2008, les actifs de production hydroélectrique ont généré 36,4 TWh, le deuxième niveau le plus élevé jamais enregistré par les centrales existantes.

En juin et juillet 2008, la centrale Sandy Falls et la centrale Lower Sturgeon ont été mises hors service, dans le cadre du projet de réaménagement de la rivière Upper Mattagami. Les nouvelles centrales mises à niveau devraient être remises en service à la fin de 2010 avec une capacité considérablement accrue.

Le secteur de la production hydroélectrique renforce ses liens avec les Premières nations et les collectivités locales. En 2008, quelques cérémonies visant à reconnaître le règlement de griefs historiques ont eu lieu avec les Premières nations.

OPG s'attaque aux problèmes démographiques auxquels est confronté son secteur de production hydroélectrique en formant du personnel pour assumer de nouveaux rôles et en embauchant du nouveau personnel, notamment des stagiaires diplômés. OPG initie les nouveaux employés aux pratiques de travail sécuritaires et les aide à acquérir des compétences techniques afin d'assurer l'amélioration continue du rendement.

Actifs de production d'origine fossile
L'excellence du rendement aux actifs de production d'origine fossile d'OPG se définit par le maintien de la capacité de production de ses centrales alimentées au charbon aussi longtemps que nécessaire, tout en continuant de les exploiter dans le respect de toutes les lois environnementales et des règlements sur les émissions applicables. Les actifs de production d'origine fossile d'OPG seront exploités de façon fiable, rentable, sécuritaire et responsable sur le plan de l'environnement. Notamment, les centrales à combustible fossile seront maintenues afin d'assurer leur disponibilité au cours des périodes de pointe de l'été et de l'hiver.

En 2008, la fiabilité de l'ensemble des centrales à combustible fossile d'OPG, mesurée par les taux d'indisponibilité fortuite équivalente, a été comparable aux niveaux avantageux de 2007. Ce niveau de fiabilité devrait se maintenir à l'échelle des centrales au cours des prochaines années. L'accent sera davantage mis sur la maintenance et l'inspection de l'équipement afin de garantir que les centrales à combustible fossile sont disponibles lorsque requis, surtout en période de pointe.

Le secteur Production d'origine fossile non réglementée d'OPG compte plus de 1 500 employés. Au cours des trois dernières années, environ 30 % des employés ont été remplacés afin de contrer les effets d'un effectif vieillissant. La plupart des nouveaux employés ont été recrutés à l'extérieur. OPG offre une formation technique à l'interne afin d'assister les employés dans leurs nouveaux rôles et dans l'adoption de pratiques de travail sécuritaires.

Sécurité
La culture de la sécurité d'OPG se fonde sur la conviction qu'il est possible d'éliminer complètement les blessures. OPG s'engage à atteindre l'excellence du rendement en matière de sécurité du personnel et du public par l'amélioration continue de ses systèmes de gestion de la sécurité et de ses programmes de contrôle des risques, et par l'engagement de la Société à atteindre l'objectif de zéro blessure au travail. La surveillance et la communication continues fournissent à la direction de l'information sur l'efficacité des mesures de gestion de la sécurité, sur la conformité aux exigences juridiques et de l'entreprise et sur l'évolution de la performance en matière de sécurité. Les activités de surveillance comprennent les vérifications internes et externes des systèmes de gestion de la sécurité, les vérifications des codes de protection du travail et certaines évaluations des risques en matière de sécurité opérationnelle. OPG dispose aussi d'un système rigoureux de gestion des incidents, qui exige que tous les incidents, y compris les accidents évités de justesse, soient rapportés et fassent l'objet d'une enquête, le cas échéant, et que des plans de mesures correctives soient élaborés afin d'éviter qu'ils ne se répètent.

OPG mesure sa performance en matière de sécurité principalement au moyen de deux indicateurs, soit le taux de gravité des accidents et le taux d'accidents avec blessures. Le taux de gravité des accidents est une mesure qui correspond au nombre de jours perdus en raison de blessures. En 2008, OPG a enregistré un taux de gravité des accidents de 1,47 jour perdu par 200 000 heures travaillées, une amélioration par rapport au taux de 2007 de 1,56 jour, et le meilleur taux atteint par la Société depuis sa création en 1999. Le taux d'accidents avec blessures donne une mesure de la fréquence des blessures entraînant un arrêt de travail ou nécessitant des soins médicaux. En 2008, OPG a relevé 1,15 blessure par 200 000 heures travaillées comparativement à 1,12 en 2007. OPG s'efforce de s'améliorer continuellement au moyen de son leadership actif et de son engagement envers la sécurité, de sa solide culture de sécurité grâce à laquelle les employés assument personnellement la responsabilité de la sécurité, et du maintien de systèmes de gestion de la sécurité efficaces. Afin d'améliorer le taux d'accidents avec blessures dans l'avenir et d'atteindre l'objectif de zéro blessure, OPG réitère son engagement à réduire le nombre de blessures au travail au moyen de programmes ciblés de réduction des risques. Puisque les troubles musculosquelettiques («TMS») représentent 40 % des blessures, OPG a lancé des programmes complets de réduction des TMS qui englobent des projets visant à sensibiliser les employés aux facteurs de risque liés aux TMS et à mettre en œuvre des stratégies de réduction de ces risques en modifiant les méthodes de travail et la conception de l'équipement.

En 2008, la performance en matière de sécurité a été atteinte en franchissant des étapes importantes sur le plan de la sécurité. Fait à noter, en trois ans, aucun accident avec arrêt de travail n'est survenu dans le secteur Production hydroélectrique. De plus, OPG a remporté deux prix de sécurité prestigieux en 2008, soit la médaille d'or du président attribuée par l'Association canadienne de l'électricité, pour avoir figuré pour la troisième année d'affilée dans le quartile supérieur en sécurité, et la médaille d'or de l'Association ontarienne de sécurité des services publics et électriques, pour avoir maintenu un solide système de gestion de la sécurité au cours des trois dernières années.

Performance environnementale

La politique environnementale d'OPG prévoit que «OPG s'efforcera d'améliorer continuellement sa performance sur le plan environnemental». Cette politique renforce l'engagement d'OPG de respecter toutes les exigences juridiques et les engagements volontaires, dans le but de surpasser ces normes lorsqu'il est approprié et possible de le faire. D'autres objectifs comprennent l'intégration de facteurs environnementaux dans la planification des activités et la prise de décisions, de même que le maintien de systèmes de gestion environnementale.

Pour atteindre l'objectif d'amélioration continue au chapitre de sa performance environnementale, OPG se fixe chaque année des objectifs clés qu'elle gère au moyen du système de gestion environnementale ISO 14001 (2004). Ces efforts sont étayés par un régime incitatif qui récompense chaque année les dirigeants qui ont atteint ou dépassé les objectifs en matière d'environnement fixés par la Société. Des objectifs sont fixés pour un large éventail d'indicateurs environnementaux comme les déversements; les émissions atmosphériques d'oxyde d'azote («NO_x») et d'anhydride sulfureux («SO_2»), de tritium et de dioxines/furannes; les infractions aux règlements; les améliorations en matière d'efficacité énergétique et l'utilisation de la biomasse.

OPG gère les émissions atmosphériques de NO_x et de SO_2 en installant de l'équipement spécialisé, comme des épurateurs-laveurs, des brûleurs à faible émission de NO_x et de l'équipement de réduction catalytique sélective. En outre, OPG achète du combustible à faible teneur en soufre et participe à un programme d'échange d'émission réglementaire approuvé afin de maintenir le niveau des émissions dans les limites réglementaires.

OPG surveille les émissions dans l'atmosphère et dans l'eau et communique régulièrement les résultats aux organismes de réglementation, dont le ministère de l'Environnement, Environnement Canada et la CCSN. Le public reçoit aussi des communications régulières concernant le rendement d'OPG sur le plan environnemental. OPG a élaboré et mis en œuvre des programmes internes de surveillance, d'évaluation et de communication de l'information afin de gérer les risques environnementaux, tels que les émissions dans l'atmosphère et dans l'eau, les rejets, les déversements, le traitement des émissions radioactives et les déchets radioactifs. De plus, OPG continue de s'occuper de la contamination historique des sols dans le cadre de son programme volontaire d'évaluation et de décontamination des sols.

En 2008, OPG a atteint ou dépassé ses objectifs en matière de performance environnementale, à l'égard de tous les types de déversements (catégories A, B et C), des infractions, de l'efficacité énergétique, de l'utilisation de la biomasse et des émissions de dioxine/furannes. OPG a également conservé sa certification ISO 14001 pour son système de gestion environnementale au niveau de l'entreprise et pour toutes ses centrales. OPG a atteint l'objectif imposé par la réglementation en matière d'émission de tritium mais n'a pas réalisé l'objectif ambitieux qu'elle s'était fixé en matière d'émission de tritium. Certaines unités des centrales Lambton et Nanticoke possèdent un équipement de réduction catalytique sélective pour l'élimination des NO_x. Ces unités ont respecté les limites d'émission réglementaires; cependant, les objectifs internes fixés par la Société en matière d'élimination des NO_x n'ont pas été atteints en raison de problèmes d'équipement et des faibles charges de fonctionnement de ces unités qui ont nui au fonctionnement de l'équipement de réduction catalytique sélective. En 2008, les émissions de gaz acides (SO_2 et NO_x) se sont établies à 104,8 gigagrammes («Gg»), comparativement à 139,9 Gg en 2007. La baisse des émissions de gaz acides résulte principalement d'une production moindre des centrales à combustible fossile.

En avril 2007, le gouvernement fédéral a annoncé son plan d'action, intitulé «Prendre le virage», pour réduire les émissions de gaz à effet de serre («GES») et de polluants atmosphériques par rapport aux niveaux de 2006. Selon la proposition du gouvernement fédéral, OPG serait tenue de réduire, en 2010, les niveaux d'émission de GES de l'ensemble de ses centrales de 18 % par rapport aux niveaux de 2006, et possiblement de 26 % d'ici 2015. Le gouvernement fédéral a confirmé ces cibles en matière d'émission de GES en mars 2008. Il a également confirmé que les niveaux d'émission de GES dans le secteur de l'électricité seraient calculés pour toute la Société plutôt qu'au niveau de chaque centrale ou de l'ensemble des centrales. Le gouvernement fédéral avait l'intention de publier l'ébauche de la réglementation relative aux GES et de mettre au point un cadre réglementaire pour les polluants atmosphériques en décembre 2008. Toutefois, ces documents n'ont pas encore été publiés. De plus, le gouvernement du Canada a récemment fait part de son intérêt à amorcer des discussions avec la nouvelle administration des États-Unis au sujet d'un système nord-américain de plafonnement et d'échange. À cet effet, Environnement Canada a ouvert un poste de sous-ministre délégué, lequel devrait diriger les discussions futures avec les représentants des États-Unis. Il est prévu que le système de plafonnement et d'échange imposera des plafonds stricts au secteur, lesquels n'engloberaient pas les objectifs en matière de niveaux d'émission envisagés dans le plan d'action «Prendre le virage» du Canada.

En mai 2008, la Province a annoncé les nouveaux plafonds annuels pour les émissions de CO_2 des centrales alimentées au charbon d'OPG afin de s'assurer que ces dernières réduisent des deux tiers leurs émissions d'ici 2011 par rapport aux niveaux de 2003. Selon les exigences du projet de règlement en vertu de la *Loi sur la protection de l'environnement*, les émissions de CO_2 devront être réduites afin de respecter le plafond annuel de 11,5 millions de tonnes à compter du 1er janvier 2011, soit un tiers des 34,5 millions de tonnes d'émission de CO_2 produites en 2003. Aux termes de la déclaration de l'actionnaire datée du 15 mai 2008 et de la résolution de l'actionnaire datée du 16 mai 2008, OPG est tenue d'élaborer une stratégie qui lui permettra d'atteindre, sur une base prévisionnelle, les objectifs provisoires en matière d'émission de CO_2 de 19,6 millions de tonnes en 2009 et de 15,6 millions de tonnes en 2010. Le 28 novembre 2008, OPG a déposé auprès du ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure une stratégie visant à atteindre, sur une base prévisionnelle, l'objectif de 2009 en matière d'émission de CO_2 et

est tenue de présenter l'année suivante sa stratégie pour 2010. Ces stratégies pourraient entraîner une réduction des revenus d'OPG. La résolution de l'actionnaire spécifiait que la Province s'assurera qu'un mécanisme de recouvrement des coûts approprié est établi afin de permettre à OPG de recouvrer les coûts de ses centrales alimentées au charbon à la suite de la mise en œuvre des mesures de réduction de CO_2. L'entente conclue avec la SFIÉO à l'égard du soutien éventuel au recouvrement approprié des coûts est décrite à la rubrique *Faits nouveaux*.

En juillet 2008, la province d'Ontario s'est jointe au groupe de la Western Climate Initiative («WCI», ou Initiative régionale de l'Ouest concernant le climat). La WCI est une collaboration intergouvernementale créée dans le but de déterminer, d'évaluer et de mettre en œuvre des moyens collectifs et coopératifs afin de réduire les GES dans la région en se concentrant sur le système de plafonnement et d'échange fondé sur le marché. Il est prévu que le système de plafonnement et d'échange ayant une incidence sur les installations d'OPG et émettant 25 000 mégagrammes («Mg») et plus entrera en vigueur en 2012. L'incidence financière sur OPG de la participation de la Province à la WCI est incertaine à l'heure actuelle. Les exigences de déclaration à la WCI prendront effet en 2010 et les résultats seront déposés en 2011. Sur la base des exigences de déclaration proposées, OPG devra déclarer les émissions de chaque installation dont les émissions sont égales ou supérieures à 10 000 Mg. En outre, pour les installations dont les émissions sont égales ou supérieures à 25 000 Mg, ces émissions devront être déclarées et vérifiées.

Pour améliorer encore davantage les résultats d'OPG au chapitre des émissions de GES, OPG a lancé son plan de gestion des gaz à effet de serre en 2007. Le plan vise à améliorer l'efficacité énergétique des installations d'OPG, à promouvoir l'utilisation de biocombustibles pour remplacer en partie le charbon, à mener des recherches sur l'incidence des changements climatiques sur les activités d'OPG, à encourager la plantation d'arbres au moyen du vaste programme de biodiversité d'OPG et à mettre sur pied un programme de sensibilisation à l'intention des employés.

Durabilité financière

À titre d'entreprise commerciale, OPG a comme priorité financière de réaliser un rendement financier durable. Cette priorité repose sur les objectifs suivants : réaliser un rendement approprié des actifs réglementés d'OPG; toucher les prix du marché pour la production provenant d'actifs non réglementés; déceler et saisir les occasions d'amélioration de l'efficience; et s'assurer que des fonds suffisants sont disponibles pour atteindre les objectifs stratégiques d'OPG en matière d'excellence du rendement et d'aménagement de centrales. OPG a mis en œuvre un certain nombre de stratégies pour réaliser un rendement financier durable.

Le mandat d'OPG, comme il a été approuvé par son actionnaire, énonce qu'à titre de société établie en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions de l'Ontario* chargée d'un mandat commercial, OPG exercera ses activités en visant le maintien de sa viabilité financière et préservera la valeur de ses actifs pour son actionnaire, la Province.

OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par ses centrales nucléaires et la plupart de ses centrales hydroélectriques de base. Ces tarifs ont été établis par le Province pour la période du 1er avril 2005 au 31 mars 2008. La Province a également établi que la CEO assumerait la responsabilité de l'établissement des tarifs réglementés de la production réglementée d'OPG après le 31 mars 2008. OPG a déposé une demande auprès de la CEO en novembre 2007 pour que les nouveaux montants des paiements pour ses installations réglementées prennent effet le 1er avril 2008. La CEO a publié sa décision et l'ordonnance finale à l'égard des montants des paiements au quatrième trimestre de 2008. Une tranche des revenus d'OPG est également assujettie à une limite de revenus applicable à la majeure partie de la production de ses autres actifs de production. Cette limite a été établie en avril 2005 et prendra fin le 1er mai 2009.

Dans la mesure où des fonds additionnels, autres que ceux provenant de l'exploitation, sont nécessaires, OPG cherche à s'entendre avec son actionnaire sur des options qui lui assureraient de disposer de sources de financement appropriées pour financer ses besoins d'exploitation continus et ses projets d'aménagement de nouvelles installations de production. OPG continuera de rechercher des occasions de diversifier ses sources de financement et d'accroître son accès à des capitaux qu'elle pourra rentabiliser. En s'assurant un accès à du financement efficace en termes de coûts et en maintenant des notes de crédit de première qualité, OPG conservera son statut de placement commercial viable à long terme.

Développement de la capacité

En raison du vieillissement des centrales d'OPG, le développement de la capacité est essentiel. OPG s'efforce de saisir toutes les occasions possibles d'augmenter la capacité ou de prolonger la durée de vie des centrales. L'accroissement du potentiel de production de l'infrastructure existante permet de réduire l'incidence environnementale liée à la nécessité de répondre à la demande en électricité de l'Ontario. Toutes les possibilités de maximiser les sites et les actifs existants permettront à OPG de tirer davantage parti de ses actifs. Les principaux projets d'OPG comprennent la remise en état de centrales nucléaires, l'aménagement de nouvelles centrales nucléaires ou hydroélectriques, la mise à niveau des centrales hydroélectriques, l'exploitation des nouvelles possibilités offertes par la biomasse et la construction de centrales au gaz pour la production d'électricité d'appoint.

Projet de remise à neuf d'une centrale Pickering

Les travaux liés à l'étude de faisabilité portant sur la remise à neuf de la centrale nucléaire Pickering B vont bon train. Ils comprennent une évaluation de l'état de la centrale, une évaluation environnementale et un examen intégré de la sûreté («EIS») conçu pour assurer l'exploitation sécuritaire de la centrale au cours de la période proposée.

OPG a déposé un énoncé préliminaire des incidences environnementales auprès de la CCSN en décembre 2007. Le personnel de la CCSN a pris livraison du rapport d'étude d'évaluation environnementale en juin 2008 et a tenu une séance portes ouvertes sur l'ébauche de son rapport d'examen environnemental préalable, qui a été publié en juillet 2008. La CCSN a finalisé son rapport d'examen environnemental préalable en octobre 2008. Le 10 décembre 2008, elle a tenu une audience publique d'un jour afin d'examiner les résultats du rapport d'examen environnemental préalable. Le 26 janvier 2009, la CCSN est parvenue à la conclusion, compte tenu des mesures d'atténuation décelées, qu'il était peu probable que la remise en état et la poursuite de l'exploitation de la centrale nucléaire Pickering B aient des incidences environnementales néfastes importantes.

OPG a déposé tous les rapports requis sur la conformité aux facteurs de sûreté auprès de la CCSN. La CCSN examine actuellement ces rapports et OPG fournit toute l'information supplémentaire requise. OPG est en voie de finaliser l'EIS qui sera déposé à la fin de 2009.

Projet de remise en état de la centrale Darlington
Le travail de planification de l'évaluation de la faisabilité de la remise en état de la centrale nucléaire Darlington a commencé au début de 2008. La portée préliminaire et un calendrier de référence ont été établis aux fins de planification. La planification de l'évaluation de l'état de la centrale a débuté au deuxième trimestre de 2008 et se poursuivra tout au long de 2009. En outre, un certain nombre d'études techniques sont en cours visant à évaluer l'état des principales composantes de la centrale afin de déterminer la portée du projet. À la fin de 2008, OPG a entrepris le processus d'EIS. Le document de base de l'EIS, qui précise la portée et la méthodologie de l'EIS, a été déposé auprès de la CCSN en novembre 2008. L'EIS devrait être prêt à être déposé auprès de la CCSN d'ici la fin de 2011.

Nouvelles unités de production nucléaire
OPG a mis en branle le processus d'approbations fédérales en déposant auprès de la CCSN une demande de permis visant la préparation d'un emplacement pour de nouvelles unités de production nucléaire sur le site de la centrale nucléaire Darlington. En janvier 2008, la CCSN a recommandé au ministre fédéral de l'Environnement de soumettre le projet à l'examen d'une commission, soit le niveau d'examen le plus élevé en vertu de la loi actuelle. En mars 2008, la recommandation a été retenue et le projet d'évaluation environnementale a été soumis à l'examen d'une commission. Le travail se poursuit relativement à l'énoncé des incidences environnementales, qui devrait être parachevé en 2009. Le 5 septembre 2008, l'Agence canadienne d'évaluation environnementale («ACEE») et la CCSN ont publié un projet de lignes directrices pour la préparation de l'énoncé des incidences environnementales et le mandat de la commission d'examen conjoint en vue de la période d'observations du public de 90 jours. La période d'examen a pris fin et les documents sont à l'étape de la rédaction définitive par l'ACEE et la CCSN.

En mars 2008, le ministre de l'Énergie a annoncé un processus de demande de propositions («DP») concurrentielles en deux phases en vue de sélectionner un fournisseur de réacteurs nucléaires pour deux unités de production de base qui fourniront une capacité de production de 2 000 à 3 500 MW au réseau de distribution d'électricité de l'Ontario. Comme il a été énoncé par Infrastructure Ontario, la première unité devrait être mise en service au milieu de 2018 et la deuxième unité, au milieu de 2019. Une équipe commerciale, dirigée par Infrastructure Ontario et soutenue par OPG, Bruce Power et les ministères de l'Énergie et de l'Infrastructure et des Finances, gère le processus d'approvisionnement visant à sélectionner le fournisseur de réacteurs nucléaires. Le nom du fournisseur choisi devrait être annoncé à la fin du printemps 2009.

La phase 1 du processus de DP visait à évaluer la capacité des fournisseurs invités à présenter avec succès une demande de permis de construction conformément aux exigences réglementaires canadiennes et à fournir tous les biens livrables du projet, ainsi qu'à vérifier leur santé financière et leur situation juridique. La phase 1 a pris fin en juin 2008. Areva NP, Énergie atomique du Canada Limitée et Westinghouse Electric Company sont passées à la phase 2.

La phase 2 du processus de DP concurrentielle a été lancée en juin 2008 dans le but de sélectionner un fournisseur de réacteurs nucléaires. Le processus concurrentiel vise à sélectionner un fournisseur responsable de la conception, de la mise au point, de la construction, du soutien à l'obtention de licences et à la mise en service, et de l'approvisionnement en combustible d'une centrale nucléaire autonome de deux unités sur le site de la centrale Darlington. Les répondants seront évalués en fonction des trois principaux facteurs suivants : le coût de la puissance sur la durée de vie du réacteur, la capacité de respecter la date de mise en service des nouvelles sources d'approvisionnement prévue par la Province, soit 2018, et le niveau d'investissement en Ontario.

Tunnel de Niagara
En date du 31 décembre 2008, le tunnelier avait parcouru 3 306 mètres. Les progrès du tunnelier continuent d'être moins rapides que prévu dans l'échéancier initial de l'entrepreneur, principalement en raison de hors-profils excédentaires du schiste Queenston de la couronne du tunnel. Pour réduire les travaux d'excavation du schiste Queenston, une modification a été apportée à l'alignement vertical du tunnel.

Une procédure d'audience pour examen d'un litige a été entamée plus tôt en 2008 pour évaluer, entre autres éléments, si les conditions souterraines réelles qui se sont présentées diffèrent de manière importante de celles prévues par le contrat de conception-construction. Le Comité d'examen de litiges a émis ses recommandations à caractère non obligatoire vers la fin d'août 2008. OPG et l'entrepreneur utilisent les recommandations du Comité d'examen de litiges comme base de négociation des révisions au contrat de conception-construction. Ces révisions devraient avoir une incidence importante sur l'échéancier de finalisation du projet et sur les estimations de coûts du projet. Les négociations sont en cours et devraient être finalisées au premier trimestre de 2009. Des incertitudes subsisteront à l'égard des coûts et de l'échéancier.

Les dépenses en immobilisations du projet pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 se sont établies à 132 millions de dollars et les dépenses en immobilisations cumulatives s'élèvent à 435 millions de dollars. Le projet est financé par emprunt par l'intermédiaire de la SFIÉO.

Lac Seul
La centrale hydroélectrique du Lac Seul devrait être déclarée en service en février 2009. La centrale a une capacité de 12,5 MW. Le projet devait initialement être en service à la fin du troisième trimestre de 2007. Toutefois, cette mise en service a été retardée en raison de diverses difficultés rencontrées par l'entrepreneur. Un règlement de principe a été négocié pour compenser l'entrepreneur en vue du recouvrement de certains coûts additionnels.

Au 31 décembre 2008, les dépenses cumulatives s'élevaient à 54 millions de dollars. Le coût final du projet devrait atteindre 55 millions de dollars. Le projet est financé par emprunt par l'intermédiaire de la SFIÉO.

OPG a conclu une convention de partenariat avec la Première nation du Lac Seul. Ce partenariat est une première pour OPG et la Première nation, qui détiendra 25 % de la nouvelle centrale.

Upper Mattagami et Hound Chute
En décembre 2007, le conseil d'administration d'OPG a approuvé le remplacement de quatre centrales hydroélectriques existantes. Trois de ces centrales se trouvent sur la rivière Upper Mattagami (Wawaitin, Sandy Falls et Lower Sturgeon) et la quatrième (Hound Chute) est située sur la rivière Montreal. Le projet comprend la démolition et le déclassement des quatre centrales qui ont atteint la fin de leur durée de vie utile. À la fin du projet, la puissance installée totale des quatre centrales augmentera, passant de 23 MW à 44 MW, ce qui fera passer l'énergie produite annuellement de 134 gigawattheures (« GWh ») à 223 GWh.

Les activités de conception et de construction sont en cours sur les quatre sites. Les centrales Sandy Falls et Lower Sturgeon ont été démolies pour permettre la construction des nouvelles centrales. La fermeture de ces centrales a réduit la capacité hydroélectrique non réglementée de 9 MW.

Au 31 décembre 2008, les dépenses cumulatives s'élevaient à 62 millions de dollars. Le total des coûts du projet devrait atteindre 300 millions de dollars. Une part importante de ce coût en capital se rapporte à un contrat de conception-achat-construction visant la construction des centrales.

Lower Mattagami
OPG va de l'avant avec un programme de développement qui fera croître la capacité de production de quatre centrales hydroélectriques sur la rivière Lower Mattagami, pour la faire passer de 483 MW à 933 MW, une hausse de 450 MW. En septembre 2008, le ministre de l'Environnement du Canada a approuvé la décision prise, à savoir que la forme d'évaluation environnementale la plus appropriée était une étude exhaustive. Pêches et Océans Canada réalise l'étude exhaustive et remettra son rapport au ministre de l'Environnement et à l'ACEE en 2009.

OPG est également engagée dans des consultations avec des intervenants des Premières nations afin de régler des griefs historiques et d'établir de nouvelles relations commerciales.

Directive relative aux projets hydroélectriques
En décembre 2007, le ministre de l'Énergie a publié une ligne directrice à l'OEO dans le but de négocier une HESA pour les projets du lac Seul, de Upper Mattagami, de Hound Chute, de Healey Falls et de Lower Mattagami. Les ententes relatives aux projets du lac Seul, de Upper Mattagami et de Hound Chute ont été signées. La HESA relative au projet de Healey Falls est au stade de la rédaction finale. Les négociations sur la HESA relative au projet de Lower Mattagami ont débuté au quatrième trimestre de 2008.

Possibilités de production d'électricité à partir de la biomasse
OPG continue d'évaluer la possibilité de convertir certaines centrales alimentées au charbon existantes en centrales alimentées à la biomasse. La biomasse est considérée comme étant neutre en carbone. Ce carburant alternatif peut procurer la capacité d'utiliser les actifs existants au-delà de 2014, année de fermeture des centrales alimentées au charbon. Des études en cours évaluent la disponibilité de la biomasse, son coût et l'ensemble des exigences en matière de manutention, de stockage et de combustion sécuritaires de la biomasse.

Portlands Energy Centre
OPG a conclu un partenariat avec TransCanada Energy Ltd., par l'entremise de Portlands Energy Centre L.P. (« PEC »), afin de poursuivre l'aménagement d'une centrale alimentée au gaz de 550 MW, à cycle combiné, sur le site de l'ancienne centrale R.L. Hearn, près du centre-ville de Toronto. OPG détient une participation de 50 % dans la coentreprise. En mai 2008, la construction du mode en cycle simple du PEC a pris fin. La centrale était disponible pour fonctionner en mode de cycle simple selon les besoins au cours de l'été 2008.

En septembre 2008, le mode en cycle simple du PEC a pris fin et la centrale a été remise entre les mains de l'entrepreneur aux fins du parachèvement de la centrale à cycle combiné. La mise en service définitive du système et la préparation de la mise à l'essai de garantie d'exécution ainsi que les essais de démonstration ont été exécutés au cours des deux derniers mois de 2008. Le PEC devrait être en service en mode de cycle combiné au premier trimestre de 2009, soit plus tôt que la date contractuelle de mise en service du 1er juin 2009.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, la quote-part d'OPG des dépenses en immobilisations s'est établie à 87 millions de dollars, et les dépenses cumulatives atteignent 360 millions de dollars. Le total des coûts du projet devrait se situer dans les limites du budget approuvé de 730 millions de dollars, excluant les intérêts capitalisés. Une part importante de ce coût en capital se rapporte à un contrat de conception-achat-construction visant la construction de la centrale. La quote-part d'OPG du projet est financée par emprunt par l'intermédiaire de la SFIÉO.

Centrale de la région du Grand Toronto – Sud-ouest
En janvier 2009, l'OEO a annoncé le nom des quatre sociétés qui s'étaient qualifiées pour soumettre des propositions en vue de construire une centrale au gaz naturel dans la région du Grand Toronto – Sud-ouest. Le partenariat TransCanada Energy et OPG, désigné sous le nom de Portlands Energy Centre, est au nombre des proposants à s'être qualifiés.

L'OEO devrait publier une DP au cours du premier trimestre. Nous en connaîtrons plus à ce moment-là sur les exigences spécifiques du projet. OPG collaborera avec TransCanada pour effectuer l'évaluation environnementale requise, élaborer et mettre au point le projet, engager les fournisseurs et les entrepreneurs et présenter une offre concurrentielle plus tard cette année. L'OEO devrait exiger que la mise en service se fasse en 2013.

Site Lakeview
En 2008, OPG a parachevé le déclassement et la démolition de la centrale alimentée au charbon Lakeview, ayant fermé la centrale en 2005 après plus de 40 ans de service. OPG a examiné la possibilité d'aménager une centrale alimentée au gaz naturel sur le site. Cependant, en juillet 2008, le gouvernement de l'Ontario a annoncé qu'aucune centrale alimentée au gaz ne serait aménagée sur le site Lakeview.

Acquisition et perfectionnement de talents
La gestion de la main-d'œuvre d'une organisation nécessite une bonne planification. La capacité d'OPG de poursuivre ses activités en cours et de livrer avec succès son carnet de prévus est tributaire du perfectionnement et du maintien en poste d'employés talentueux et prêts à s'engager et d'une solide capacité de leadership. La stratégie d'OPG en matière de ressources consiste à recruter et à

perfectionner des talents mus par l'excellence du leadership, ainsi que les ressources nécessaires pour répondre à la demande qui résultera des départs à la retraite et de la pénurie prévue de main-d'œuvre qualifiée.

Main-d'œuvre qualifiée

Au 31 décembre 2008, OPG comptait environ 12 000 employés réguliers. Les employés d'OPG ont de vastes connaissances techniques en exploitation et en maintenance des centrales de la Société. Étant donné que sa main-d'œuvre vieillit, OPG devra attirer et maintenir en poste du personnel qualifié pour remplacer les employés qui partent à la retraite. Environ 37 % des employés d'OPG avaient plus de 50 ans au 31 décembre 2008. OPG offre un programme complet de planification des ressources et de la relève pour faire face aux défis démographiques et aux enjeux associés à la fermeture des centrales alimentées au charbon. OPG est bien positionnée face à la concurrence pour attirer de nouveaux employés.

La convention collective de la Société avec le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique est en vigueur jusqu'au 31 mars 2009 et la convention collective intervenue avec la Society of Energy Professionals arrive à échéance le 31 décembre 2010. Au 31 décembre 2008, environ 90 % de la main-d'œuvre régulière de la Société était représentée par des conventions collectives.

CAPACITÉ DE PRODUIRE DES RÉSULTATS

Actifs de production

OPG continue de mettre en œuvre des mesures spécifiques visant l'amélioration de la fiabilité et de la prévisibilité de chaque centrale nucléaire. Ces mesures sont conçues en fonction d'exigences technologiques particulières et de l'expérience opérationnelle, et permettent d'atténuer les risques. La centrale nucléaire Darlington est passée à un cycle de trois ans pour ce qui est des interruptions planifiées afin de tirer avantage de l'état de la centrale, des systèmes d'appoint en place et de la capacité de chargement du combustible en cours de fonctionnement. Les centrales nucléaires Pickering A et B continueront de faire des améliorations ciblées de leur fiabilité.

OPG a augmenté la capacité de production de ses centrales hydroélectriques, a prolongé leur durée de service et a investi de fortes sommes pour remplacer l'équipement désuet, moderniser les roues de turbines, automatiser davantage les centrales et améliorer les pratiques de maintenance. Des programmes sont en place pour améliorer encore l'efficience et la disponibilité des centrales hydroélectriques existantes.

OPG continuera de maintenir la fiabilité et la capacité de production de ses centrales alimentées au charbon jusqu'à la date prévue de leur fermeture.

En plus des facteurs analysés dans la présente section, la capacité d'OPG de produire des résultats est fonction des facteurs analysés à la section *Gestion des risques*.

TENDANCES DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ DE L'ONTARIO

Dans son rapport intitulé *18-Month Outlook*, publié en décembre 2008, la SIERE a indiqué que la capacité de production d'électricité installée de l'Ontario était de 33 045 MW, une hausse de 1 377 MW par rapport à la capacité déclarée en septembre 2008 de 31 668 MW. Cette hausse de la capacité comprend un ajout de 1 153 MW provenant de Greenfield Energy Centre, de 99 MW provenant du projet éolien Melanchton II, de 101 MW issu du projet de parc éolien de Port Alma de Kruger Énergie, et de 24 MW fourni par le projet hydroélectrique des chutes Umbata. La capacité de production en service d'OPG au 31 décembre 2008 était de 21 748 MW, ou 66 % de la capacité de l'Ontario. La SIERE a déclaré que, pour les 18 prochains mois, les perspectives à l'égard de la fiabilité du réseau d'électricité de l'Ontario demeurent positives. Des installations nouvelles ou remises en état devraient entrer en service, ajoutant près de 4 000 MW, y compris 2 600 MW produits par les centrales au gaz, 750 MW produits par des centrales nucléaires remises en état, 100 MW produits par des centrales hydroélectriques, 60 MW produits à base de carburants exploités comme sous-produits et environ 400 MW produits par les parcs éoliens. La capacité d'importer de l'Ontario devrait augmenter, puisque la première étape de la nouvelle interconnexion entre l'Ontario et le Québec devrait être parachevée d'ici au milieu de 2009. Le rapport tient compte de la mise en œuvre du programme de réduction des émissions attribuables aux centrales alimentées au charbon de l'Ontario qui a débuté en 2009.

La SIERE s'attend à ce que la demande d'énergie diminue de 1,3 % en 2009, pour s'établir à 147,5 TWh, puis de 2,6 % en 2010, pour atteindre 143,6 TWh. La baisse de la demande est principalement attribuable au recul de la demande industrielle et à l'incidence accrue des initiatives de conservation. La demande de pointe prévue pour l'été 2009, compte tenu de conditions climatiques normales, a été estimée par la SIERE à 24 972 MW.

Le prix du marché au comptant de l'électricité et les prix des combustibles peuvent tous deux avoir une incidence importante sur les revenus et la marge brute d'OPG. Le prix du marché de l'uranium a considérablement grimpé au cours des quelques dernières années et a atteint un sommet en mai 2007. L'incidence de la volatilité des prix du marché de l'uranium sur les revenus et sur la marge a été en partie atténuée par la fourniture d'électricité aux termes d'ententes d'approvisionnement à long terme établies à des prix plus bas et par la consommation de stocks existants à coûts moins élevés. Les coûts du combustible destiné aux centrales nucléaires devraient augmenter considérablement dans l'avenir. Après le sommet de 12,68 $/mmBtu atteint en juin 2008, le prix du gaz naturel sur le Henry Hub a reculé à un prix moyen de 5,84 $/mmBtu en décembre. En dépit du fléchissement des prix à la fin de l'année, le prix moyen du gaz naturel pour 2008 a terminé l'année en hausse de 27 % par rapport au prix moyen annuel de 2007. Le prix moyen du charbon bitumineux de l'Est pour 2008, malgré sa baisse récente, a connu une hausse de 125 % en moyenne par rapport à 2007, alors que le prix du charbon subbitumineux de l'Ouest pour 2008 était en moyenne 35 % supérieur au prix moyen de 2007. La dépréciation continue du dollar canadien par rapport au dollar américain pourrait contrebalancer une partie importante du repli enregistré par les coûts du combustible d'OPG libellés en dollars américains.

SECTEURS D'ACTIVITÉ

Avant le quatrième trimestre de 2008, OPG avait quatre secteurs d'activité isolables : le secteur Production nucléaire réglementée, le secteur Production hydroélectrique réglementée, le secteur Production hydroélectrique non réglementée et le secteur Production d'origine fossile non réglementée.

À compter du quatrième trimestre de 2008, OPG a séparé le secteur Production nucléaire réglementée en deux secteurs isolables, soit le secteur Production nucléaire réglementée et le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée. La présentation sectorielle modifiée

reflète la façon dont le rendement est évalué par la direction, compte tenu de l'ampleur de la croissance des activités de déclassement et de gestion des déchets nucléaires, des actifs et des passifs. La présentation sectorielle modifiée permet également à OPG de faire preuve d'une plus grande transparence au chapitre de la production nucléaire et des activités de gestion des déchets nucléaires et de déclassement. Les résultats des périodes correspondantes ont été reclassés pour refléter la présentation modifiée.

OPG a conclu divers contrats sur l'énergie et contrats de ventes connexes avec ses clients afin de couvrir le risque lié aux fluctuations du prix de l'électricité sur le marché au comptant de l'électricité de l'Ontario. Les contrats qui sont désignés à titre de couvertures des revenus de production d'OPG sont inclus dans les secteurs Production hydroélectrique non réglementée et Production d'origine fossile non réglementée. Les gains ou les pertes liés à ces opérations de couverture sont portés en résultat pendant la durée du contrat lorsque l'opération sous-jacente a lieu.

Production nucléaire réglementée
Le secteur Production nucléaire réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales nucléaires qu'OPG possède et exploite. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales nucléaires Pickering A et B et Darlington. Ce secteur comprend aussi les revenus aux termes d'une entente de location avec Bruce Power liée aux centrales nucléaires Bruce. Cette entente comprend un revenu locatif et les revenus tirés de l'analyse et de la conception techniques et des services techniques et autres. Des revenus sont aussi tirés de la vente d'isotopes et de services connexes. Les revenus connexes sont gagnés au moyen des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive.

Gestion des déchets nucléaires réglementée
Les activités du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée consistent en la gestion de combustible irradié de faible ou de moyenne activité, le déclassement des centrales nucléaires d'OPG (y compris les centrales louées à Bruce Power), la gestion des Fonds nucléaires et les activités connexes, y compris l'inspection et l'entretien des installations de stockage des déchets. Par conséquent, une charge de désactualisation des passifs et des gains (pertes) liés aux Fonds nucléaires est présentée dans ce secteur.

Au fil de l'exploitation des centrales nucléaires, OPG engage des coûts variables liés au combustible irradié de faible et de moyenne activité qui est produit. Ces coûts font augmenter les passifs nucléaires en raison de la production de grappes de combustible irradié additionnelles et d'autres déchets. Ces coûts variables sont imputés aux activités à court terme du secteur Production nucléaire réglementée afin de refléter de manière appropriée le coût de production de l'énergie et les revenus tirés des contrats de location avec Bruce Power qui sont comptabilisés dans ce secteur. Puisque les coûts variables font augmenter les passifs nucléaires du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée, OPG comptabilise une charge intersectorielle entre les secteurs Production nucléaire réglementée et Gestion des déchets nucléaires réglementée. L'incidence de cette charge intersectorielle entre ces secteurs est éliminée dans les états des résultats et les bilans consolidés d'OPG.

Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée est jugé réglementé puisque les coûts liés aux passifs nucléaires sont inclus dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour la production des installations nucléaires réglementées d'OPG.

Production hydroélectrique réglementée
Le secteur Production hydroélectrique réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant de la plupart des centrales hydroélectriques de base d'OPG. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, et les installations hydroélectriques R.H. Saunders. Ce secteur comprend aussi les revenus connexes gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services connexes, y compris des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid et des services de réglage de production automatique.

Production hydroélectrique non réglementée
Le secteur Production hydroélectrique non réglementée exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales hydroélectriques qui n'est pas soumise à la réglementation des tarifs. Ce secteur comprend aussi les revenus connexes gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services connexes, y compris des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid, des services de réglage de production automatique et des revenus d'autres services.

Production d'origine fossile non réglementée
Le secteur Production d'origine fossile non réglementée exerce ses activités en Ontario, lesquelles consistent en la production et la vente de l'électricité produite par les centrales à combustible fossile, qui n'est pas soumise à la réglementation des tarifs. Ce secteur comprend aussi les revenus connexes gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services connexes, y compris des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des services de réglage de production automatique et des revenus d'autres services.

Divers
Le secteur Divers comprend les revenus qu'OPG tire de sa participation de 50 % dans la coentreprise de Brighton Beach Power Limited Partnership («Brighton Beach») relativement à une convention de conversion énergétique entre Brighton Beach et Coral Energy Canada Inc. Les revenus et les charges liés aux activités de négociation et aux activités autres que de couverture d'OPG sont aussi inclus dans ce secteur. Dans le cadre de ces activités, OPG effectue des opérations essentiellement à court terme, de un an ou moins, avec des contreparties de l'Ontario et des marchés de l'énergie avoisinants. Ces activités se rapportent essentiellement à l'énergie physique, qui est achetée et vendue aux limites de la province d'Ontario, et à la vente de produits de gestion des risques financiers et de produits liés à l'énergie. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont comptabilisés à titre d'actifs ou de passifs à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les autres revenus à titre de gains ou de pertes. De plus, le secteur Divers comprend les revenus tirés des locations immobilières et englobera la part d'OPG des revenus de la centrale au gaz du PEC, qui est détenue en copropriété avec TransCanada Energy Ltd.

INDICATEURS CLÉS DE LA PRODUCTION ET DU RENDEMENT FINANCIER

Les indicateurs de rendement clés qui sont directement liés au mandat et aux stratégies d'affaires d'OPG sont les mesures de l'efficacité de la production, de la rentabilité et de la performance sur le plan environnemental. OPG évalue le rendement de ses centrales à l'aide de divers indicateurs de rendement clés, qui varient selon la technologie de production. Ces indicateurs sont définis dans la présente rubrique et sont analysés dans la rubrique *Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité*.

Facteur de capacité des unités de production nucléaire

Les centrales nucléaires d'OPG fonctionnent à titre d'installations de base en raison de leurs faibles coûts marginaux et ne sont pas conçues pour les niveaux de production variables qui répondent aux demandes de pointe. Le facteur de capacité des unités de production nucléaire est une mesure clé de la performance des centrales nucléaires. Il s'agit de la quantité d'énergie produite par les unités sur une période donnée, ajustée en fonction de contraintes externes comme les limites liées au transport ou à la demande, exprimée en pourcentage de la quantité d'énergie qui aurait été produite au cours de la même période si la production des unités avait été optimale. Les facteurs de capacité sont principalement touchés par les indisponibilités planifiées et fortuites de la production. Selon la définition de l'industrie, les facteurs de capacité excluent les cas de non-disponibilité liée au réseau et les baisses importantes de la température des lacs.

Production d'origine fossile et production hydroélectrique Taux d'indisponibilité fortuite équivalente

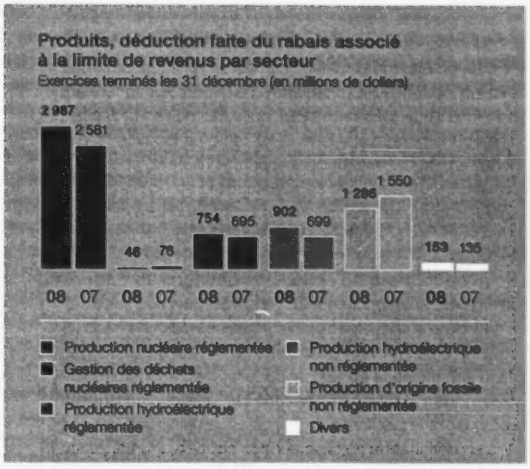
Les centrales à combustible fossile d'OPG fournissent une source d'énergie souple et fonctionnent à titre d'installations de base, à capacité intermédiaire et à capacité de pointe selon leurs caractéristiques. Les centrales hydroélectriques d'OPG fonctionnent principalement à titre d'installations de base et fournissent une source d'énergie renouvelable fiable et à faible coût. Une mesure clé de la fiabilité des centrales à combustible fossile et hydroélectrique est la proportion de temps pendant lequel elles sont disponibles pour produire de l'électricité lorsque c'est nécessaire. Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente est un indice de la fiabilité de l'unité de production obtenu en comparant la proportion de temps d'indisponibilité fortuite d'une unité de production, y compris tout déclassement forcé, à la proportion de temps de disponibilité de l'unité de production.

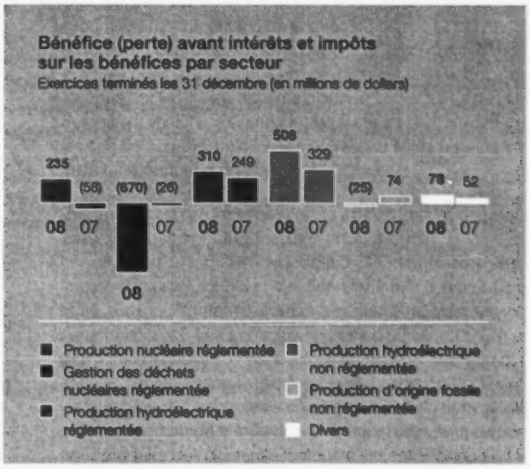
Disponibilité hydroélectrique

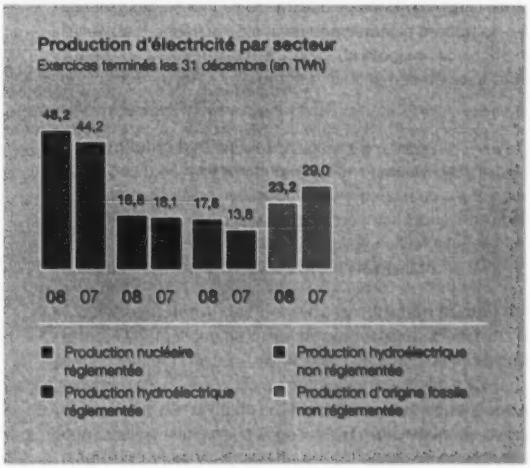
La disponibilité hydroélectrique est une mesure de la fiabilité d'une unité de production hydroélectrique représentée par le pourcentage du temps, au cours d'une période, pendant lequel une unité est en mesure d'offrir sa production, qu'elle soit en service ou non, comparativement à la durée totale de la période.

Coût énergétique de l'unité de production nucléaire

Le coût énergétique de l'unité de production nucléaire est utilisé pour mesurer l'efficacité, sur le plan des coûts de production liés à l'exploitation, des actifs de production nucléaire d'OPG. Le coût énergétique de l'unité de production nucléaire correspond au coût du combustible nucléaire, aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, y compris les coûts non sectoriels répartis, et aux coûts variables liés à l'évacuation du combustible et au stockage et à l'évacuation des déchets nucléaires de faible activité et d'activité moyenne, divisés par le total de l'énergie nucléaire produite.







Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par MWh

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par MWh sont utilisées pour mesurer la rentabilité des centrales hydroélectriques. Cette mesure correspond au total des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique, y compris les coûts non sectoriels répartis, divisés par l'énergie hydroélectrique produite.

Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production d'origine fossile par MW

Puisque les centrales à combustible fossile sont principalement utilisées au cours des périodes de demande intermédiaire et de pointe, la rentabilité de ces centrales est mesurée en fonction du total des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration annualisées pour la période, y compris les coûts non sectoriels répartis, divisés par le total de la capacité nominale des centrales.

Autres indicateurs clés

En plus des indicateurs de performance et de rentabilité, OPG a cerné certains indicateurs environnementaux. Ces indicateurs sont analysés à la section *Gestion des risques*.

ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

Cette section présente un sommaire des résultats clés d'OPG par secteur pour les exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007. Le tableau qui suit présente un sommaire des revenus, du bénéfice et des indicateurs clés de production et de rendement par secteur d'activité :

(en millions de dollars)	2008	2007
Revenus, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus		
Production nucléaire réglementée	**2 987**	2 581
Gestion des déchets nucléaires réglementée	**46**	76
Production hydroélectrique réglementée	**754**	695
Production hydroélectrique non réglementée	**902**	699
Production d'origine fossile non réglementée	**1 286**	1 550
Divers	**153**	135
Élimination	**(46)**	(76)
	6 082	5 660
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices		
Production nucléaire réglementée	**235**	(58)
Gestion des déchets nucléaires réglementée	**(670)**	(26)
Production hydroélectrique réglementée	**310**	249
Production hydroélectrique non réglementée	**508**	329
Production d'origine fossile non réglementée	**(25)**	74
Divers	**78**	52
	436	620
Production d'électricité (en TWh)		
Production nucléaire réglementée	**48,2**	44,2
Production hydroélectrique réglementée	**18,8**	18,1
Production hydroélectrique non réglementée	**17,6**	13,8
Production d'origine fossile non réglementée	**23,2**	29,0
Total de la production d'électricité	**107,8**	105,1
Facteur de capacité des unités nucléaires (en pourcentage)		
Darlington	**94,5**	89,5
Pickering A	**71,8**	41,3
Pickering B	**71,4**	75,0
Taux d'indisponibilité fortuite équivalente (en pourcentage)		
Production hydroélectrique réglementée	**1,5**	1,8
Production hydroélectrique non réglementée	**0,9**	1,5
Production d'origine fossile non réglementée	**12,8**	11,5
Disponibilité (en pourcentage)		
Production hydroélectrique réglementée	**93,8**	94,1
Production hydroélectrique non réglementée	**94,6**	93,9
Coût énergétique de l'unité de production nucléaire ($/MWh)	**44,31**	47,18
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique réglementée par MWh ($/MWh)	**6,01**	5,30
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique non réglementée par MWh ($/MWh)	**10,97**	13,33
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production d'origine fossile non réglementée par MW (en milliers de dollars/MW)	**65,20**	66,80

Production nucléaire réglementée

(en millions de dollars)	2008	2007
Ventes de la production réglementée	**2 570**	2 179
Comptes d'écarts	**22**	–
Divers	**395**	402
Total des revenus	**2 987**	2 581
Charges liées au combustible	**167**	133
Marge brute	**2 820**	2 448
Exploitation, maintenance et administration	**2 098**	2 053
Amortissement	**462**	426
Impôt foncier et impôt sur le capital	**25**	31
Bénéfice (perte) avant autres gains et pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	**235**	(62)
Autres (gains) et pertes	**–**	(4)
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**235**	(58)

Revenus
Les revenus tirés de la production nucléaire réglementée ont atteint 2 987 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, comparativement à 2 581 millions de dollars en 2007. Cette hausse de 406 millions de dollars a découlé principalement de l'augmentation de la production de 4,0 TWh et du tarif réglementé plus élevé approuvé par la CEO au cours du quatrième trimestre de 2008, pour la production rétrospective au 1er avril 2008.

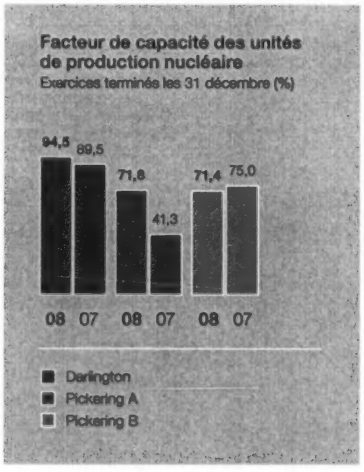
Tarif de l'électricité
Le secteur Production nucléaire réglementée a touché un prix fixe de 4,95 ¢/kWh pour l'électricité produite en 2007 et au premier trimestre de 2008. L'ordonnance de la CEO à l'égard des montants des paiements publiée en décembre 2008 établissait un nouveau tarif réglementé de 5,50 ¢/kWh, qui inclut un avenant de recouvrement des comptes de report et d'écarts de 0,20 ¢/kWh, qui s'applique rétrospectivement à l'électricité produite à compter du 1er avril 2008. Pour la période du 1er avril au 30 novembre, OPG a comptabilisé des revenus rétrospectifs de 170 millions de dollars au quatrième trimestre de 2008, qui représentent la différence entre les revenus gagnés selon ce nouveau tarif et les montants reçus selon l'ancien tarif. Les revenus rétrospectifs sont reçus au moyen d'avenants tarifaires qui s'appliquent à la production pour la période du 1er décembre 2008 au 31 décembre 2009.

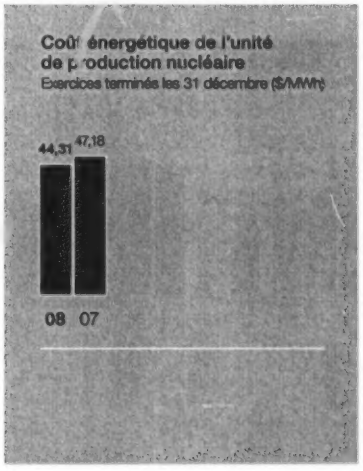
Le tarif moyen reçu pour la production des centrales nucléaires d'OPG en 2008 a été de 5,33 ¢/kWh, compte tenu du tarif réglementé de 4,95 ¢/kWh pour la période du 1er janvier 2008 au 31 mars 2008 et du nouveau tarif réglementé de 5,50 ¢/kWh pour les neuf mois terminés le 31 décembre 2008.

Volume
La production d'électricité des centrales nucléaires d'OPG s'est établie à 48,2 TWh pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, contre 44,2 TWh en 2007. L'augmentation de 4,0 TWh est attribuable à la diminution du nombre de jours d'interruption aux centrales nucléaires Pickering A et Darlington, annulée en partie par une hausse du nombre de jours d'interruption à la centrale nucléaire Pickering B.

En 2007, la production à la centrale Pickering A avait été touchée par la fermeture des unités 1 et 4 du début de juin jusqu'en septembre, afin d'apporter des modifications au système électrique d'appoint. En 2007, la production de la centrale Pickering A avait également subi l'incidence d'une prolongation, au premier trimestre de 2007, d'une interruption planifiée à la centrale nucléaire Pickering A afin d'y effectuer d'importants travaux de réparation requis à la suite d'une défaillance de composantes durant l'inspection.

La production nucléaire en 2008 a subi l'incidence défavorable d'un plus grand nombre de jours d'interruption à la centrale Pickering B, en raison surtout de la fermeture prolongée de l'unité 7 d'avril à novembre en vue de remplacer une calandre et le tube de force. En 2007, la production de la centrale Pickering B a été touchée par une interruption non planifiée causée par la libération accidentelle de résine à l'usine de traitement des eaux, causée par un tiers entrepreneur, qui s'est répandue à l'installation de déminéralisation d'eau, et aux travaux de maintenance requis liés à la récupération de la résine.





Le facteur de capacité des unités de la centrale nucléaire Darlington pour 2008 s'est établi à 94,5 % comparativement à 89,5 % pour 2007. Le facteur de capacité plus élevé a contribué à l'augmentation de la production pour 2008 par rapport à 2007. Les facteurs de capacité élevés reflètent la solide performance continue de la centrale.

Le facteur de capacité des unités de la centrale nucléaire Pickering A pour 2008 a été de 71,8 %, en regard de 41,3 % pour 2007. En 2007, les unités de la centrale Pickering A avaient été fermées afin d'apporter des modifications aux systèmes électriques d'appoint.

Le facteur de capacité des unités de la centrale nucléaire Pickering B pour 2008 s'est fixé à 71,4 %, en comparaison de 75,0 % pour 2007. Le facteur de capacité plus faible en 2008 tient compte d'une augmentation du nombre de jours d'interruption à la centrale nucléaire Pickering B, du fait de la fermeture de l'unité 7 entre avril 2008 et novembre 2008. En 2007, le facteur de capacité des unités avait été touché par la hausse du nombre de jours d'interruption fortuite liée à la libération de résine qui s'est répandue dans le système de déminéralisation d'eau au premier trimestre de 2007.

Charges liées au combustible
Les charges liées au combustible pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 ont atteint 167 millions de dollars comparativement à 133 millions de dollars en 2007. La montée des charges liées au combustible en 2008 par rapport à 2007 s'explique surtout par l'augmentation du prix de l'uranium et du volume de production.

Exploitation, maintenance et administration
Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont établies à 2 098 millions de dollars contre 2 053 millions de dollars en 2007. La hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration en 2008 par rapport à 2007 est surtout attribuable à l'augmentation des coûts des activités de maintenance et à celle des coûts liés aux passifs réglementés et aux autres charges exigées par la CEO. Elle a été partiellement annulée par le recul des dépenses liées aux interruptions à la centrale nucléaire Pickering A et une réduction des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite.

En 2008, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration ont englobé un montant de 36 millions de dollars comptabilisé comme passif réglementaire au titre des activités de développement de nouvelle capacité nucléaire et de remise en état potentielle des centrales nucléaires Pickering B et Darlington. Ce passif réglementaire résulte du niveau moins élevé des coûts engagés pour le développement de nouvelle capacité nucléaire et la remise en état de la capacité pour la période du 1er avril 2008 au 31 décembre 2008, par rapport à la prévision correspondante approuvée par la CEO au moment de l'établissement des montants des paiements modifiés pour la nouvelle capacité nucléaire. Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 2008 tiennent également compte de la radiation d'un actif réglementaire de 16 millions de dollars lié aux coûts de remise en état de la capacité engagés avant le 1er avril 2008, aux termes de la décision de la CEO. Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées au développement de nouvelle capacité nucléaire et aux activités de remise en état potentielle de la capacité, y compris l'incidence des comptes d'écarts et de la radiation d'un actif réglementaire, se sont élevées à 95 millions de dollars en 2008.

Le coût énergétique de l'unité de production nucléaire pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 s'est établi à 44,31 $/MWh comparativement à 47,18 $/MWh pour 2007. La baisse est principalement attribuable à l'augmentation de la production.

Amortissement
La dotation aux amortissements pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 a été de 462 millions de dollars, en comparaison de 426 millions de dollars en 2007. L'augmentation de la dotation aux amortissements est principalement attribuable à l'arrêt, le 1er avril 2008, des ajouts au compte de report liés à la hausse des passifs nucléaires découlant du plan de référence approuvé de 2006 conformément à l'ONFA. L'arrêt du compte, applicable à la période du 1er janvier 2007 au 31 mars 2008 aux termes du règlement en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration de l'électricité* (Ontario), a donné lieu à une augmentation de la dotation aux amortissements de 41 millions de dollars en 2008 par rapport à 2007. OPG a également comptabilisé un montant plus élevé au titre de la dotation aux amortissements sur les soldes réglementaires en 2008, en raison principalement du recouvrement de ces soldes à même les nouveaux tarifs réglementés. La dotation aux amortissements a augmenté, passant de 96 millions de dollars en 2007 à 105 millions de dollars en 2008. L'incidence de ces hausses a été partiellement neutralisée par une réduction de la dotation aux amortissements découlant de la prolongation de la durée de service, à des fins comptables, des centrales nucléaires Darlington, Bruce A et Bruce B avec prise d'effet le 1er janvier 2008.

Gestion des déchets nucléaires réglementée

(en millions de dollars)	2008	2007
Revenus	46	76
Exploitation, maintenance et administration	50	84
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	573	499
Pertes sur les (rendement des) fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	93	(481)
Perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices	(670)	(26)

Revenus
Les revenus tirés du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée se sont établis à 46 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 comparativement à 76 millions de dollars en 2007. La baisse de revenus est attribuable à la diminution de la charge intersectorielle entre le secteur Production nucléaire réglementée et le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée à l'égard de coûts variables imputés aux résultats de l'exercice du secteur Production nucléaire réglementée.

Exploitation, maintenance et administration
Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration ont totalisé 50 millions de dollars, contre 84 millions de dollars en 2007. La diminution découle d'une réduction des services fournis à une partie externe.

Désactualisation

La charge de désactualisation pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 s'est établie à 573 millions de dollars, en regard de 499 millions de dollars pour la même période de 2007. L'augmentation de la charge de désactualisation en 2008 comparativement à la même période en 2007 est principalement le fait de l'arrêt, le 1er avril 2008, des ajouts au compte de report liés à la hausse des passifs nucléaires découlant du plan de référence approuvé de 2006. La charge de désactualisation a également augmenté en raison du solde plus élevé de passifs nucléaires du fait de la hausse de la valeur actualisée des passifs attribuable au passage du temps.

(Pertes sur les fonds) rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires

Les pertes sur les Fonds nucléaires pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 ont atteint 93 millions de dollars, comparativement à un rendement de 481 millions de dollars en 2007. En 2008, déduction faite de l'incidence atténuante du compte d'écarts de Bruce, les Fonds nucléaires ont subi des pertes de 426 millions de dollars. Le recul du rendement des Fonds nucléaires de 907 millions de dollars en 2008 par rapport à 2007, déduction faite de l'incidence de l'actif réglementaire, tient principalement aux rendements moindres dégagés par le Fonds de déclassement par suite du plongeon des niveaux de négociation sur les marchés des capitaux mondiaux, d'où la réduction de la valeur de marché courante des placements des fonds. En outre, en 2007, le rendement des Fonds nucléaires avait tiré parti d'un remboursement de 46 millions de dollars au titre des dépenses de stockage sécuritaire aux unités 2 et 3 de la centrale nucléaire Pickering A.

Le rendement réalisé par OPG sur le Fonds pour combustible irradié n'est pas touché par la volatilité des marchés financiers, étant donné que la Province garantit, pour le fonds, un taux de rendement annuel de 3,25 %, plus la variation de l'indice des prix à la consommation de l'Ontario, pour les premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié. Au 31 décembre 2008, le fonds détenait environ 1,8 million de grappes de combustible irradié. Selon les prévisions actuelles, le seuil de 2,23 millions de grappes de combustible irradié sera atteint en 2012 ou en 2013.

Une partie des Fonds nucléaires est liée aux obligations d'OPG à l'égard du déclassement des centrales nucléaires louées à Bruce Power, et à l'égard de la gestion, par ces centrales, du combustible irradié et des déchets nucléaires. Par suite de la décision de la CEO, OPG a établi le compte d'écarts de Bruce pour les écarts entre les revenus réels et prévus et les coûts liés aux centrales nucléaires Bruce. Les prévisions de bénéfice pour les centrales Bruce inclus dans les montants des paiements approuvés pour les centrales nucléaires ont été considérablement plus élevées que le bénéfice réel. Par conséquent, OPG a comptabilisé, au quatrième trimestre, un actif réglementaire de 333 millions de dollars pour la période du 1er avril 2008 au 31 décembre 2008 dans le compte d'écart, montant qui a réduit les pertes constatées sur les Fonds nucléaires. OPG a l'intention de présenter une demande pour le traitement du solde du compte d'écarts de Bruce dans sa prochaine demande auprès de la CEO.

Production hydroélectrique réglementée

(en millions de dollars)	2008	2007
Ventes de la production réglementée[1]	733	635
Comptes d'écart	(32)	15
Divers	53	45
Revenus	754	695
Charges liées au combustible	254	244
Marge brute	500	451
Exploitation, maintenance et administration	108	123
Amortissement	70	68
Impôt foncier et impôt sur le capital	12	11
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	310	249

1 Les ventes de la production réglementée comprennent des revenus de 189 millions de dollars et de 158 millions de dollars qu'OPG a reçus, et qui étaient fondés sur le prix du marché au comptant de l'électricité en Ontario pour la production excédant 1 900 MWh pour toute heure au cours des 11 mois terminés le 30 novembre 2008 et de l'exercice terminé le 31 décembre 2007, respectivement. OPG a également touché des revenus supplémentaires de 3 millions de dollars en décembre 2008 sur la base d'un mécanisme incitatif hydroélectrique modifié, comme il est décrit sous l'intitulé *Réglementation des tarifs*.

Revenus

Les revenus tirés du secteur Production hydroélectrique réglementée ont atteint 754 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, comparativement à 695 millions de dollars en 2007. La hausse des revenus est principalement attribuable à l'augmentation du tarif réglementé approuvé par la CEO au cours du quatrième trimestre de 2008, pour la production rétrospective au 1er avril 2008.

Tarifs de l'électricité

La production d'électricité des centrales du secteur Production hydroélectrique réglementée a obtenu un tarif fixe de 3,3 ¢/kWh pour les premiers 1 900 MWh de production pour toute heure au cours de 2007 et du premier trimestre de 2008, et le prix du marché au comptant de l'électricité pour la production excédant ce seuil.

Comme l'a décidé la CEO, la production d'électricité pour les huit mois terminés le 30 novembre 2008 s'est vu attribuer un nouveau tarif réglementé de 3,67 ¢/kWh pour les premiers 1 900 MWh de production pour toute heure, et le prix du marché au comptant de l'électricité pour la production excédant ce seuil. En décembre 2008, le tarif fixe de la production d'électricité de 3,67 ¢/kWh était assujetti à un mécanisme incitatif modifié, comme il est décrit dans l'intitulé *Réglementation des tarifs*. Pour la période du 1er avril au 30 novembre, OPG a comptabilisé des revenus rétrospectifs de 44 millions de dollars au quatrième trimestre de 2008, sur la base de l'écart entre les revenus gagnés selon ce nouveau tarif réglementé et les montants reçus selon l'ancien tarif. Le mécanisme incitatif modifié a pris effet le 1er décembre 2008.

Volume

Le volume de production d'électricité pour les exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007 a été respectivement de 18,8 TWh et 18,1 TWh. L'augmentation du volume résulte principalement des niveaux d'eau inhabituellement élevés en 2008.

Rapport de gestion

Pour les 11 mois terminés le 30 novembre 2008, le volume lié aux niveaux de production excédant 1 900 MWh pour toute heure s'est élevé à 3,5 TWh. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, le volume lié à la production excédant 1 900 MWh pour toute heure s'était établi à 3,3 TWh.

Pour les exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007, le taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales du secteur Production hydroélectrique réglementée s'est établi respectivement à 1,5 % et 1,8 %. Cette baisse résulte d'une amélioration de la performance de l'équipement en 2008.

La disponibilité des centrales du secteur Production hydroélectrique réglementée a atteint 93,8 % en 2008, contre 94,1 % en 2007. La baisse de disponibilité découle essentiellement de la maintenance planifiée plus intense. Les centrales de production hydroélectrique réglementée ont continué d'afficher un solide rendement en 2008.

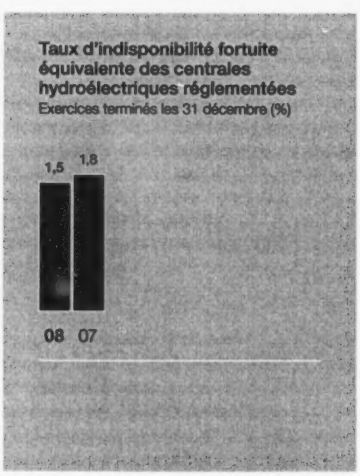
Charges liées au combustible
OPG acquitte auprès de la Province et de la SFIÉO des frais fondés sur les revenus bruts tirés de la production annuelle d'électricité de ses actifs de production hydroélectrique. Ce montant comprend un pourcentage fixe appliqué à la production hydroélectrique annuelle des centrales situées sur des terres de la Couronne et un pourcentage progressif applicable à toutes les centrales hydroélectriques. Il est inclus dans les charges liées au combustible.

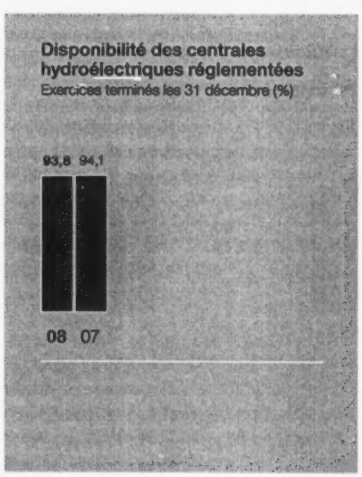
Les charges liées au combustible pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 se sont élevées à 254 millions de dollars en regard de 244 millions de dollars en 2007. La hausse des charges liées au combustible reflète l'incidence de la hausse de production.

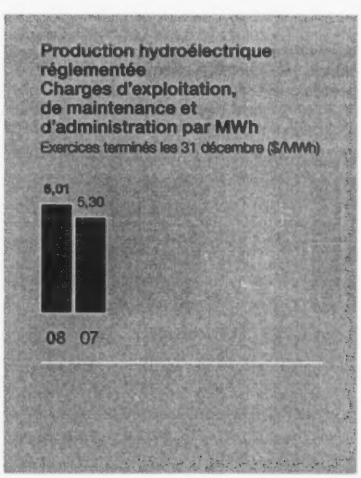
Comptes d'écarts
En 2008, OPG a comptabilisé une baisse des revenus de 32 millions de dollars attribuable aux comptes d'écarts réglementaires, qui tient compte des écarts entre la production hydroélectrique prévue et réelle et les revenus tirés des services connexes. En 2007, OPG avait constaté une augmentation des revenus de 15 millions de dollars, du fait d'un actif réglementaire inclus dans ces comptes d'écarts. Pour la période jusqu'au 31 mars 2008, OPG a calculé les écarts par rapport aux prévisions fournies à la Province aux fins de l'établissement du tarif réglementé précédent de 3,3 ¢/kWh. Pour la période de neuf mois à compter du 1er avril 2008, OPG a calculé les écarts par rapport aux prévisions approuvées par la CEO dans le cadre de l'établissement des nouveaux tarifs hydroélectriques réglementés, étant donné que la CEO a autorisé le maintien de ces comptes avec prise d'effet le 1er avril 2008. La décision de la CEO relative aux nouveaux tarifs d'OPG a aussi permis d'éliminer le passif réglementaire de 13 millions de dollars associé aux revenus nets liés au mode distinct d'exploitation et d'opérations sur l'eau pour la période du 1er avril 2005 au 31 mars 2008. OPG a transféré ce passif dans les résultats au quatrième trimestre de 2008.

Exploitation, maintenance et administration
Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont établies à 108 millions de dollars, contre 123 millions de dollars en 2007. Ce recul pour l'exercice est surtout attribuable à une réduction des charges liées au règlement de griefs historiques avec les Premières nations.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh des centrales hydroélectriques non réglementées ont représenté 6,01 $/MWh pour les 12 mois terminés le 31 décembre 2008 contre 5,30 $/MWh pour la même période de 2007. Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh excluent les frais liés au règlement de griefs historiques avec les Premières nations. En 2008, la montée des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh par rapport à 2007 s'explique surtout par la hausse des frais de maintenance et de réparation, contrebalancée par l'augmentation du volume de production.







Production hydroélectrique non réglementée

(en millions de dollars)	2008	2007
Ventes sur le marché au comptant, déduction faite des instruments de couverture	921	725
Rabais associé à la limite de revenus	(72)	(64)
Divers	53	38
Revenus, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus	902	699
Charges liées au combustible	111	81
Marge brute	791	618
Exploitation, maintenance et administration	198	207
Amortissement	76	68
Impôt foncier et impôt sur le capital	9	10
Bénéfice avant autres gains et pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	508	333
Autres pertes	–	4
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	508	329

Revenus
Les revenus tirés du secteur Production hydroélectrique non réglementée se sont établis à 902 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 comparativement à 699 millions de dollars en 2007. La hausse des revenus de 203 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 par rapport à 2007 s'explique principalement par le volume de production plus élevé de 3,8 TWh.

Tarif de l'électricité
Compte tenu du rabais associé à la limite de revenus, le prix de vente moyen reçu par OPG pour sa production hydroélectrique non réglementée pour les exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007 s'est élevé respectivement à 4,8 ¢/kWh et 4,7 ¢/kWh.

Volume
Le volume de production d'électricité pour les exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007 a été respectivement de 17,6 TWh et 13,8 TWh. La progression du volume en 2008 par rapport à 2007 découle essentiellement des niveaux d'eau plus élevés dans le nord-ouest, le nord-est et l'est de la province.

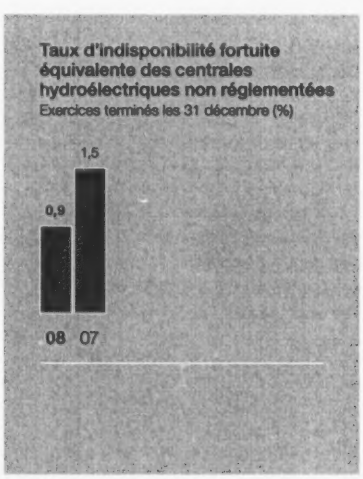
Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales de production hydroélectrique non réglementée a atteint 0,9 % pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 comparativement à 1,5 % en 2007. Cette baisse est due à une amélioration de la performance de l'équipement.

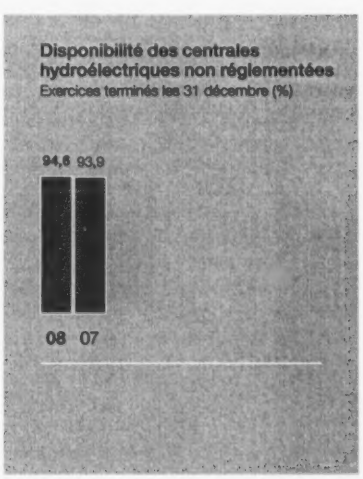
Le taux de disponibilité des centrales de production hydroélectrique non réglementée a été de 94,6 % pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, comparativement à 93,9 % en 2007. L'amélioration du taux de disponibilité et le repli du taux d'indisponibilité fortuite équivalente reflètent la solide performance continue des centrales de production hydroélectrique non réglementée.

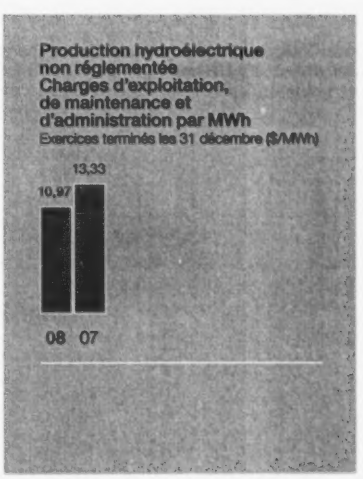
Charges liées au combustible
Les charges liées au combustible pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 ont atteint 111 millions de dollars en regard de 81 millions de dollars en 2007. L'augmentation des charges liées au combustible tient compte de l'incidence de la hausse du volume de production, qui est assujetti aux taux de frais sur les revenus bruts les plus élevés.

Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration
En 2008, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont élevées à 198 millions de dollars, en regard de 207 millions de dollars pour 2007. Ce recul est surtout attribuable à une réduction des charges liées au règlement de griefs historiques avec les Premières nations.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh des centrales hydroélectriques non réglementées pour les exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007 ont été respectivement de 10,97 $/MWh et 13,33 $/MWh. La baisse par MWh résulte principalement de l'augmentation de la production. Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh excluent les frais liés au règlement de griefs historiques avec les Premières nations.







Rapport de gestion

Production d'origine fossile non réglementée

(en millions de dollars)	2008	2007
Ventes sur le marché au comptant, déduction faite des instruments de couverture	**1 366**	1 590
Rabais associé à la limite de revenus	**(205)**	(163)
Divers	**125**	123
Revenus, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus	**1 286**	1 550
Charges liées au combustible	**659**	812
Marge brute	**627**	738
Exploitation, maintenance et administration	**552**	573
Amortissement	**94**	82
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	**8**	8
Impôt foncier et impôt sur le capital	**21**	21
(Perte) bénéfice avant autres gains et pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	**(48)**	54
Autres (gains) et pertes	**(23)**	(20)
(Perte) bénéfice avant impôts sur les bénéfices, intérêts et impôts sur les bénéfices	**(25)**	74

Revenus
Les revenus du secteur Production d'origine fossile non réglementée se sont établis à 1 286 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, une diminution de 264 millions de dollars sur les revenus de 1 550 millions de dollars en 2007. La diminution des revenus au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008 par rapport à 2007 s'explique par la forte baisse de la production d'électricité, en partie compensée par la hausse du prix de l'électricité.

Tarif de l'électricité
Le tarif de vente moyen reçu par OPG pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 a été de 5,0 ¢/kWh, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus pour sa production d'origine fossile non réglementée, contre 4,8 ¢/kWh pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007.

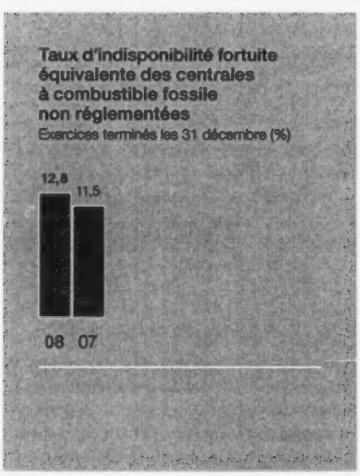
Volume
Le volume de production d'électricité pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 a été de 23,2 TWh comparativement à 29,0 TWh en 2007. La baisse de production en 2008 par rapport à 2007 tient principalement à la production plus élevée des centrales hydroélectriques et nucléaires d'OPG et au recul de la demande du marché, d'où la production plus faible requise des centrales à combustible fossile d'OPG.

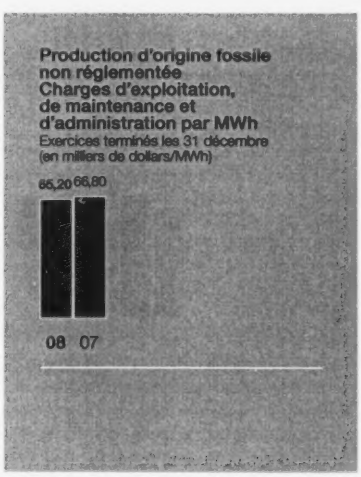
Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales de production d'origine fossile non réglementée pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 s'est élevé à 12,8 %, comparativement à 11,5 % en 2007. La montée du taux d'indisponibilité fortuite équivalente de 2008 par rapport à 2007 tient surtout aux interruptions forcées et prolongées aux centrales Lambton et Atikokan.

Charges liées au combustible
Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008, les charges liées au combustible ont atteint 659 millions de dollars en comparaison de 812 millions de dollars en 2007. La baisse de 153 millions de dollars en 2008 en regard de 2007 s'explique principalement par le recul de la production d'électricité, en partie annulé par la montée des coûts des marchandises et du transport par chemin de fer.

Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration
Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont établies à 552 millions de dollars contre 573 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007. La diminution de ces charges en 2008 par rapport à la même période de l'exercice précédent découlait avant tout de l'achèvement, en 2007, d'un projet non récurrent et de l'incidence de la baisse de production en 2008.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration annualisées par MW ($/MW) des centrales à combustible fossile non réglementées sont passées à 65 200 $/MW pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 contre 66 800 $/MW en 2007. La diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh pour 2008 par rapport à 2007 est imputable surtout à un repli des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration.





Autre gains et pertes

En 2007, OPG a constaté un recouvrement de 20 millions de dollars afin de refléter une variation des coûts estimatifs requis pour terminer les travaux de déclassement de la centrale Lakeview. Les travaux de démolition de la centrale Lakeview ont été essentiellement terminés au cours de 2007.

Les autres gains et pertes de 23 millions de dollars en 2008 comprennent surtout un recouvrement de 21 millions de dollars constaté en 2008 pour refléter une variation des coûts estimatifs de déclassement des autres centrales au combustible fossile, y compris les coûts prévus des travaux environnementaux et de remise en état des lieux.

Divers

(en millions de dollars)	2008	2007
Revenus	**153**	135
Exploitation, maintenance et administration	**7**	10
Amortissement	**41**	51
Impôt foncier et impôt sur le capital	**13**	12
Bénéfice avant autres gains et pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	**92**	62
Autres pertes	**14**	10
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**78**	52

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, les revenus du secteur Divers se sont établis à 153 millions de dollars comparativement à 135 millions de dollars en 2007. La progression des revenus du secteur Divers au cours de l'exercice s'explique essentiellement par la majoration du bénéfice et des gains sur les opérations de négociation d'énergie découlant de l'évaluation à la valeur du marché.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des secteurs de production comprennent des honoraires de services intersectoriels qui se rapportent à l'utilisation de certaines immobilisations corporelles du secteur Divers. Le total des honoraires de services est porté en réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de ce secteur. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, les honoraires de services ont atteint 29 millions de dollars pour le secteur Production nucléaire réglementée, 3 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique réglementée, 4 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique non réglementée et 9 millions de dollars pour le secteur Production d'origine fossile non réglementée, avec une réduction correspondante des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 45 millions de dollars pour le secteur Divers. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, les honoraires de services avaient été de 33 millions de dollars pour le secteur Production nucléaire réglementée, de 2 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique réglementée, de 4 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique non réglementée et de 11 millions de dollars pour le secteur Production d'origine fossile non réglementée, avec une réduction correspondante des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 50 millions de dollars pour le secteur Divers.

Les achats et les ventes interconnectés (y compris les livraisons du physique sous-jacent) et les gains et les pertes d'évaluation à la valeur marchande (latents) sur les contrats de négociation d'énergie sont présentés au montant net dans les états des résultats consolidés. Présentés au montant brut, les revenus et les achats d'électricité pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 auraient augmenté de 177 millions de dollars (120 millions de dollars au 31 décembre 2007).

Les variations de la juste valeur des instruments dérivés non admissibles à la comptabilité de couverture sont constatées dans les revenus du secteur Divers, et la juste valeur des instruments dérivés est reportée dans les bilans consolidés à la juste valeur à titre d'actifs ou de passifs. La valeur comptable et les notionnels des instruments dérivés sont présentés à la note 13 afférente aux états financiers consolidés annuels vérifiés au 31 décembre 2008 et pour l'exercice terminé à cette date.

Intérêts débiteurs, montant net

Les intérêts débiteurs, montant net, pour 2008 ont été de 165 millions de dollars comparativement à 143 millions de dollars pour 2007, en hausse de 22 millions de dollars. Cette hausse découle surtout de l'incidence de l'augmentation du solde moyen de la dette en 2008 et de la diminution du montant d'intérêts reporté relativement aux soldes réglementaires, en partie contrebalancées par la hausse de capitalisation des intérêts au titre des projets d'immobilisations.

Impôts sur les bénéfices

OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices de ses activités non réglementées. Selon cette méthode, les actifs et les passifs d'impôts futurs sont établis selon les écarts entre les valeurs comptables et les valeurs fiscales des actifs et des passifs et sont évalués au moyen des taux d'imposition pratiquement en vigueur et selon les lois qui seront en vigueur au cours des exercices où les écarts temporaires devraient se résorber ou se régler. Depuis la mise en application de la réglementation des tarifs le 1er avril 2005, OPG comptabilise les impôts sur les bénéfices liés à ses secteurs à tarifs réglementés selon la méthode des impôts exigibles. Selon cette méthode, OPG ne constate pas d'impôts futurs liés à ses secteurs à tarifs réglementés dans la mesure où ces impôts futurs devraient être recouvrés ou remboursés à même les prix réglementés futurs facturés à la clientèle. Par conséquent, au cours des exercices terminés respectivement les 31 décembre 2008 et 2007, OPG n'a pas constaté les charges d'impôts futurs de 22 millions de dollars et de 127 millions de dollars qui auraient autrement été constatées pour les secteurs à tarifs réglementés si OPG avait comptabilisé les impôts sur les bénéfices des secteurs réglementés selon la méthode axée sur le bilan.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, il y a eu une charge d'impôts sur les bénéfices de 183 millions de dollars, comparativement à un recouvrement d'impôts, montant net, de 51 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007. L'augmentation de la charge d'impôts sur les bénéfices en 2008 s'explique en partie par l'amélioration du bénéfice avant l'incidence des pertes sur les Fonds nucléaires. Le rendement des Fonds nucléaires n'est pas imposable et les pertes ne sont pas déductibles au moment où elles sont subies. Le bénéfice est comptabilisé aux fins de l'impôt à la date à laquelle OPG reçoit le remboursement des Fonds nucléaires. Les contributions aux Fonds nucléaires sont déductibles d'impôt. Les impôts futurs liés aux Fonds nucléaires ne sont pas comptabilisés dans la mesure où ils devraient être recouvrés à même les tarifs réglementés futurs imposés à la clientèle. La charge d'impôts de 2008 comprend un montant de 95 millions de dollars comptabilisé dans le compte d'écarts de Bruce établi par la CEO.

Rapport de gestion

Production d'origine fossile non réglementée

(en millions de dollars)	2008	2007
Ventes sur le marché au comptant, déduction faite des instruments de couverture	**1 366**	1 590
Rabais associé à la limite de revenus	**(205)**	(163)
Divers	**125**	123
Revenus, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus	**1 286**	1 550
Charges liées au combustible	**659**	812
Marge brute	**627**	738
Exploitation, maintenance et administration	**552**	573
Amortissement	**94**	82
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	**8**	8
Impôt foncier et impôt sur le capital	**21**	21
(Perte) bénéfice avant autres gains et pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	**(48)**	54
Autres (gains) et pertes	**(23)**	(20)
(Perte) bénéfice avant impôts sur les bénéfices, intérêts et impôts sur les bénéfices	**(25)**	74

Revenus
Les revenus du secteur Production d'origine fossile non réglementée se sont établis à 1 286 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, une diminution de 264 millions de dollars sur les revenus de 1 550 millions de dollars en 2007. La diminution des revenus au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008 par rapport à 2007 s'explique par la forte baisse de la production d'électricité, en partie compensée par la hausse du prix de l'électricité.

Tarif de l'électricité
Le tarif de vente moyen reçu par OPG pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 a été de 5,0 ¢/kWh, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus pour sa production d'origine fossile non réglementée, contre 4,8 ¢/kWh pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007.

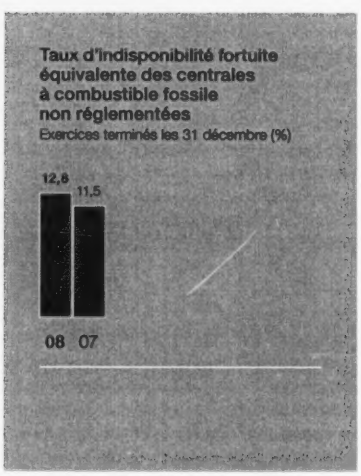
Volume
Le volume de production d'électricité pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 a été de 23,2 TWh comparativement à 29,0 TWh en 2007. La baisse de production en 2008 par rapport à 2007 tient principalement à la production plus élevée des centrales hydroélectriques et nucléaires d'OPG et au recul de la demande du marché, d'où la production plus faible requise des centrales à combustible fossile d'OPG.

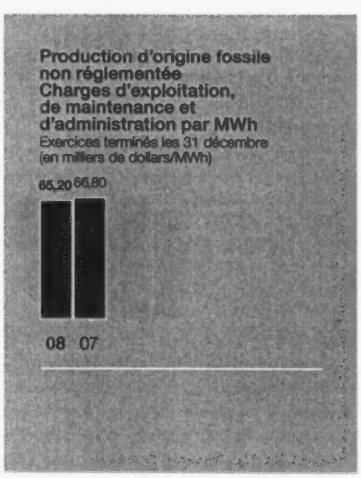
Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales de production d'origine fossile non réglementée pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 s'est élevé à 12,8 %, comparativement à 11,5 % en 2007. La montée du taux d'indisponibilité fortuite équivalente de 2008 par rapport à 2007 tient surtout aux interruptions forcées et prolongées aux centrales Lambton et Atikokan.

Charges liées au combustible
Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008, les charges liées au combustible ont atteint 659 millions de dollars en comparaison de 812 millions de dollars en 2007. La baisse de 153 millions de dollars en 2008 en regard de 2007 s'explique principalement par le recul de la production d'électricité, en partie annulé par la montée des coûts des marchandises et du transport par chemin de fer.

Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration
Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont établies à 552 millions de dollars contre 573 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007. La diminution de ces charges en 2008 par rapport à la même période de l'exercice précédent découlait avant tout de l'achèvement, en 2007, d'un projet non récurrent et de l'incidence de la baisse de production en 2008.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration annualisées par MW ($/MW) des centrales à combustible fossile non réglementées sont passées à 65 200 $/MW pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 contre 66 800 $/MW en 2007. La diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh pour 2008 par rapport à 2007 est imputable surtout à un repli des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration.





Autre gains et pertes
En 2007, OPG a constaté un recouvrement de 20 millions de dollars afin de refléter une variation des coûts estimatifs requis pour terminer les travaux de déclassement de la centrale Lakeview. Les travaux de démolition de la centrale Lakeview ont été essentiellement terminés au cours de 2007.

Les autres gains et pertes de 23 millions de dollars en 2008 comprennent surtout un recouvrement de 21 millions de dollars constaté en 2008 pour refléter une variation des coûts estimatifs de déclassement des autres centrales au combustible fossile, y compris les coûts prévus des travaux environnementaux et de remise en état des lieux.

Divers

(en millions de dollars)	2008	2007
Revenus	**153**	135
Exploitation, maintenance et administration	**7**	10
Amortissement	**41**	51
Impôt foncier et impôt sur le capital	**13**	12
Bénéfice avant autres gains et pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	**92**	62
Autres pertes	**14**	10
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**78**	52

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, les revenus du secteur Divers se sont établis à 153 millions de dollars comparativement à 135 millions de dollars en 2007. La progression des revenus du secteur Divers au cours de l'exercice s'explique essentiellement par la majoration du bénéfice et des gains sur les opérations de négociation d'énergie découlant de l'évaluation à la valeur du marché.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des secteurs de production comprennent des honoraires de services intersectoriels qui se rapportent à l'utilisation de certaines immobilisations corporelles du secteur Divers. Le total des honoraires de services est porté en réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de ce secteur. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, les honoraires de services ont atteint 29 millions de dollars pour le secteur Production nucléaire réglementée, 3 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique réglementée, 4 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique non réglementée et 9 millions de dollars pour le secteur Production d'origine fossile non réglementée, avec une réduction correspondante des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 45 millions de dollars pour le secteur Divers. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, les honoraires de services avaient été de 33 millions de dollars pour le secteur Production nucléaire réglementée, de 2 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique réglementée, de 4 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique non réglementée et de 11 millions de dollars pour le secteur Production d'origine fossile non réglementée, avec une réduction correspondante des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 50 millions de dollars pour le secteur Divers.

Les achats et les ventes interconnectés (y compris les livraisons du physique sous-jacent) et les gains et les pertes d'évaluation à la valeur marchande (latents) sur les contrats de négociation d'énergie sont présentés au montant net dans les états des résultats consolidés. Présentés au montant brut, les revenus et les achats d'électricité pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 auraient augmenté de 177 millions de dollars (120 millions de dollars au 31 décembre 2007).

Les variations de la juste valeur des instruments dérivés non admissibles à la comptabilité de couverture sont constatées dans les revenus du secteur Divers, et la juste valeur des instruments dérivés est reportée dans les bilans consolidés à la juste valeur à titre d'actifs ou de passifs. La valeur comptable et les notionnels des instruments dérivés sont présentés à la note 13 afférente aux états financiers consolidés annuels vérifiés au 31 décembre 2008 et pour l'exercice terminé à cette date.

Intérêts débiteurs, montant net
Les intérêts débiteurs, montant net, pour 2008 ont été de 165 millions de dollars comparativement à 143 millions de dollars pour 2007, en hausse de 22 millions de dollars. Cette hausse découle surtout de l'incidence de l'augmentation du solde moyen de la dette en 2008 et de la diminution du montant d'intérêts reporté relativement aux soldes réglementaires, en partie contrebalancées par la hausse de capitalisation des intérêts au titre des projets d'immobilisations.

Impôts sur les bénéfices
OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices de ses activités non réglementées. Selon cette méthode, les actifs et les passifs d'impôts futurs sont établis selon les écarts entre les valeurs comptables et les valeurs fiscales des actifs et des passifs et sont évalués au moyen des taux d'imposition pratiquement en vigueur et selon les lois qui seront en vigueur au cours des exercices où les écarts temporaires devraient se résorber ou se régler. Depuis la mise en application de la réglementation des tarifs le 1er avril 2005, OPG comptabilise les impôts sur les bénéfices liés à ses secteurs à tarifs réglementés selon la méthode des impôts exigibles. Selon cette méthode, OPG ne constate pas d'impôts futurs liés à ses secteurs à tarifs réglementés dans la mesure où ces impôts futurs devraient être recouvrés ou remboursés à même les prix réglementés futurs facturés à la clientèle. Par conséquent, au cours des exercices terminés respectivement les 31 décembre 2008 et 2007, OPG n'a pas constaté les charges d'impôts futurs de 22 millions de dollars et de 127 millions de dollars qui auraient autrement été constatées pour les secteurs à tarifs réglementés si OPG avait comptabilisé les impôts sur les bénéfices des secteurs réglementés selon la méthode axée sur le bilan.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, il y a eu une charge d'impôts sur les bénéfices de 183 millions de dollars, comparativement à un recouvrement d'impôts, montant net, de 51 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007. L'augmentation de la charge d'impôts sur les bénéfices en 2008 s'explique en partie par l'amélioration du bénéfice avant l'incidence des pertes sur les Fonds nucléaires. Le rendement des Fonds nucléaires n'est pas imposable et les pertes ne sont pas déductibles au moment où elles sont subies. Le bénéfice est comptabilisé aux fins de l'impôt à la date à laquelle OPG reçoit le remboursement des Fonds nucléaires. Les contributions aux Fonds nucléaires sont déductibles d'impôt. Les impôts futurs liés aux Fonds nucléaires ne sont pas comptabilisés dans la mesure où ils devraient être recouvrés à même les tarifs réglementés futurs imposés à la clientèle. La charge d'impôts de 2008 comprend un montant de 95 millions de dollars comptabilisé dans le compte d'écarts de Bruce établi par la CEO.

La hausse de la charge d'impôts en 2008 a été partiellement contrebalancée par une baisse des passifs d'impôts entraînée par la résolution d'incertitudes fiscales liées à la vérification de l'année d'imposition 1999 d'OPG par les vérificateurs de l'impôt de la Province. En 2008, toutes les questions fiscales en cours liées à la vérification fiscale de 1999 ont été résolues et, par conséquent, OPG a retranché 106 millions de dollars à l'impôt exigible.

En 2007, la charge d'impôts avait baissé par suite d'une contribution additionnelle de 334 millions de dollars aux Fonds nucléaires. De plus, la charge d'impôts sur les bénéfices de 2007 a été touchée favorablement par une réduction des taux fédéraux futurs qui sont pratiquement entrés en vigueur au cours de cet exercice.

La vérification des années d'imposition d'OPG postérieures à 1999 devrait débuter en 2009. Si l'issue de la vérification des années postérieures différait des passifs d'impôts comptabilisés par OPG, le taux d'imposition effectif et le bénéfice net de la Société pourraient être considérablement touchés, de manière positive ou négative, dans la période au cours de laquelle les questions seront résolues.

Dans sa décision prise en 2008 à l'égard des nouveaux montants de paiement, la CEO a établi un compte d'écarts d'impôt prenant effet rétrospectivement le 1er avril 2008. En matière d'impôts sur les bénéfices, le compte comprend des écarts dans la charge d'impôts des secteurs à tarifs réglementés de la Société qui découlent de modifications des taux d'imposition ou des règlements selon la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario) dans sa version modifiée par la *Loi de 1998 sur l'électricité*, de même que des écarts qui découlent des nouveaux avis de cotisation en raison des vérifications fiscales des années d'imposition d'OPG postérieures à 1999. OPG n'a pas comptabilisé d'écarts dans le compte au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Les principales sources de liquidités et de capital d'OPG sont les flux de trésorerie provenant de l'exploitation, le financement bancaire et les facilités de crédit fournies par la SFIÉO. Ces sources sont utilisées à de nombreuses fins, notamment l'investissement dans les centrales et les technologies; l'acquittement des obligations de financement, y compris les cotisations à la caisse de retraite, au Fonds pour combustible irradié et au Fonds de déclassement; le service et le remboursement de la dette à long terme de même que le respect des obligations liées au rabais associé à la limite de revenus.

	Exercices terminés les 31 décembre	
(en millions de dollars)	**2008**	2007
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	**110**	6
Flux de trésorerie d'exploitation	**870**	379
Flux de trésorerie d'investissement	**(652)**	(754)
Flux de trésorerie de financement	**(13)**	479
Augmentation, montant net	**205**	104
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	**315**	110

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 se sont établis à 870 millions de dollars en regard de 379 millions de dollars en 2007. La hausse des flux de trésorerie s'explique principalement par les rentrées plus élevées provenant des revenus d'électricité et la diminution des contributions aux Fonds nucléaires en 2008 par rapport à 2007. En 2007, OPG avait versé une contribution non récurrente de 334 millions de dollars au Fonds pour combustible irradié, exigée par l'ONFA. L'augmentation des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation a été partiellement annulée par la majoration des paiements relatifs au rabais associé à la limite de revenus et par la hausse des paiements au titre du combustible.

Activités d'investissement

La production d'électricité est un secteur d'activité hautement capitalistique, qui exige des investissements continus dans les centrales et les technologies pour améliorer l'efficacité de l'exploitation, augmenter la capacité de production des centrales existantes, investir dans de nouvelles centrales et maintenir et améliorer le service, la fiabilité, la sécurité et le rendement sur le plan de l'environnement.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, les investissements dans les immobilisations corporelles se sont établis à 661 millions de dollars comparativement à 666 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007. L'incidence de la diminution des dépenses en immobilisations dans la centrale au gaz du PEC en 2008 a été en grande partie absorbée par l'augmentation des dépenses liées au projet du tunnel de Niagara et à d'autres initiatives hydroélectriques.

Pour 2009, OPG prévoit des dépenses en immobilisations d'environ 1,1 milliard de dollars, dont des montants pour les projets de développement de la capacité nucléaire et hydroélectrique.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 comprennent une hausse des actifs réglementaires, montant net, de 6 millions de dollars, en regard d'une hausse de 30 millions de dollars en 2007. Cette variation découle principalement du montant d'intérêts moins élevé constaté dans le compte de report du fait de la remise en service de la centrale Pickering A.

Activités de financement

OPG a une facilité de crédit bancaire consentie renouvelable de 1 milliard de dollars, divisée en deux tranches : une tranche de 500 millions de dollars de 364 jours et une tranche de 500 millions de dollars de cinq ans. OPG a renouvelé les deux tranches et a prolongé l'échéance de la tranche de 364 jours au 20 mai 2009, et celle de la tranche de cinq ans, au 20 mai 2013. Le total de la facilité de crédit continuera d'être principalement affecté au soutien des billets émis dans le cadre du programme de papier commercial d'OPG. Au 31 décembre 2008, il n'y avait pas de papier commercial en cours (néant au 31 décembre 2007) et OPG n'avait aucun emprunt en cours en vertu de sa facilité de crédit bancaire.

Au deuxième trimestre de 2008, OPG a contracté une facilité de crédit bancaire consentie renouvelable de cinq ans d'un montant de 100 millions de dollars pour financer les projets Upper Mattagami et Hound Chute. Au 31 décembre 2008, il n'y avait aucun emprunt sur cette facilité de crédit. OPG cherche également du financement externe pouvant atteindre 200 millions de dollars pour ce projet.

En outre, OPG a des facilités de découvert non confirmées à court terme de 25 millions de dollars (25 millions de dollars au 31 décembre 2007) et des facilités de crédit non confirmées à court terme de 276 millions de dollars (238 millions de dollars au 31 décembre 2007), qui soutiennent l'émission de lettres de crédit. OPG utilise des lettres de crédit au soutien des régimes de retraite complémentaires et à d'autres fins. Au 31 décembre 2008, les lettres de crédit émises totalisaient 243 millions de dollars (205 millions de dollars au 31 décembre 2007), dont une tranche de 212 millions de dollars au titre des régimes de retraite complémentaires (175 millions de dollars au 31 décembre 2007) et une de 16 millions de dollars (16 millions de dollars au 31 décembre 2007) au titre de la construction du PEC.

OPG a conclu, avec la SFIÉO, une entente de financement du projet du tunnel de Niagara jusqu'à concurrence de 1 milliard de dollars pendant la durée du projet. Le financement est avancé sous la forme de billets de dix ans, selon des modalités commerciales. Les avances consenties en vertu de cette facilité ont commencé en octobre 2006 et s'élevaient à 340 millions de dollars au 31 décembre 2008. De même, un financement par emprunt a été négocié avec la SFIÉO à l'égard de la participation d'OPG dans le PEC et le projet du Lac Seul; ce financement pourra atteindre respectivement 400 millions de dollars et 50 millions de dollars. Les avances en vertu de ces facilités ont commencé en décembre 2006 et totalisaient 305 millions de dollars pour le PEC et 20 millions de dollars pour le projet du Lac Seul au 31 décembre 2008. Ces montants englobent un nouvel emprunt de 20 millions de dollars sur la facilité de PEC contracté au quatrième trimestre de 2008.

Au 31 décembre 2008, la dette à long terme d'OPG à payer à la SFIÉO s'établissait à 3,7 milliards de dollars. Bien que les nouveaux emprunts faits en 2008 aient prolongé le profil des échéances, une somme d'environ 2,1 milliards de dollars de la dette à long terme doit être remboursée ou refinancée au cours des cinq prochaines années. Afin de s'assurer d'avoir accès à des sources de financement autres que son programme de papier commercial de 1 milliard de dollars adossé à la facilité de crédit bancaire, OPG a conclu en 2007 une entente de crédit avec la SFIÉO d'un montant de 950 millions de dollars aux fins du refinancement des effets de premier rang venant à échéance entre septembre 2007 et septembre 2009.

Engagements contractuels et commerciaux

Les obligations contractuelles et autres engagements commerciaux importants d'OPG au 31 décembre 2008 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2009	2010	2011	2012	2013	Par la suite	Total
Obligations contractuelles :							
Ententes d'approvisionnement en combustible	743	626	265	217	157	309	**2 317**
Contributions effectuées dans le cadre de l'ONFA	339	264	250	240	157	852	**2 102**
Remboursement de la dette à long terme	350	970	375	400	–	1 565	**3 660**
Intérêt sur la dette à long terme	204	172	124	96	82	323	**1 001**
Obligations d'achat non conditionnelles	17	16	12	13	12	156	**226**
Obligations en vertu de contrats de location-exploitation	23	25	25	26	27	1	**127**
Permis d'exploitation	30	30	33	36	39	–	**168**
Cotisations aux régimes de retraite[1]	260	270	–	–	–	–	**530**
Divers	47	35	30	22	15	84	**233**
Engagements commerciaux importants :	2 013	2 408	1 114	1 050	489	3 290	**10 364**
Tunnel de Niagara	113	260	–	–	–	–	**373**
Autres projets hydroélectriques	140	58	–	–	–	–	**198**
Total	2 266	2 726	1 114	1 050	489	3 290	**10 935**

1 Les cotisations aux régimes de retraite comprennent les besoins de capitalisation additionnels étant donné le déficit et les besoins de capitalisation continus conformément à l'évaluation actuarielle au 1er janvier 2008. Les cotisations subissent l'incidence de divers facteurs, y compris le rendement du marché, les modifications aux hypothèses actuarielles, les résultats techniques des régimes et le calendrier des évaluations actuarielles. Les besoins de capitalisation après 2010 sont exclus en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires aux prévisions de l'échéancier des flux de trésorerie futurs.

NOTATION DE CRÉDIT

Le maintien de notes financières de première qualité est essentiel à la liquidité de la Société et à l'accès futur aux marchés financiers. Le coût et la disponibilité du financement sont tributaires des notes attribuées, qui sont une indication de la solidité d'une société, d'un titre ou d'une obligation en particulier. Des notes faibles entraînent habituellement des coûts d'emprunt plus élevés de même qu'un accès réduit aux marchés financiers.

En août 2008, l'agence de notation Standard & Poor's («S&P») a rehaussé la note à long terme d'OPG, la faisant passer de «BBB+» avec une perspective positive à «A–» avec une perspective stable. Parallèlement, S&P a maintenu la note d'OPG à l'échelle mondiale à «A-2» et celle du papier commercial canadien à «A-1 (bas)». Selon S&P, le rehaussement de la note à long terme reflète la relation plus étroite entre la Société et son propriétaire, la Province (qui a des notes plus élevées de AA/stable/A-1+), et un profil de crédit, évalué isolément, légèrement plus solide, compte tenu du soutien de la réglementation et de l'amélioration prévue des flux de trésorerie. Toujours selon S&P, la surveillance réglementaire des actifs nucléaires et hydroélectriques de base d'OPG, un portefeuille de production diversifié et une position concurrentielle sur le plan des coûts appuient le solide profil de risque des activités d'OPG.

Dominion Bond Rating Service a attribué à OPG une note à long terme de A (bas) et une note de R1 (bas) à son papier commercial, toutes deux avec des tendances stables.

Rapport de gestion

FAITS SAILLANTS DU BILAN

La rubrique qui suit présente les faits saillants de la situation financière consolidée vérifiée d'OPG tirés des principales données du bilan aux 31 décembre :

Principales données du bilan (en millions de dollars)	2008	2007
Actif		
Débiteurs	**525**	315
Immobilisations corporelles, montant net	**12 787**	12 777
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**9 209**	9 263
Actifs réglementaires	**522**	356
Impôts futurs	**68**	12
Passif		
Créditeurs et charges à payer	**1 015**	953
Dette à long terme (y compris la tranche de la dette échéant à moins d'un an)	**3 840**	3 853
Enlèvement des immobilisations et gestion des déchets nucléaires	**11 384**	10 957
Créditeurs à long terme et charges à payer	**445**	184
Impôts futurs	**–**	217
Passifs réglementaires	**54**	14

Débiteurs

Au 31 décembre 2008, les débiteurs s'établissaient à 525 millions de dollars comparativement à 315 millions de dollars au 31 décembre 2007. L'augmentation de 210 millions de dollars est principalement attribuable à la comptabilisation de la hausse rétrospective des tarifs réglementés pour la production d'électricité des installations réglementées découlant de la décision de la CEO avec prise d'effet le 1er avril 2008.

Immobilisations corporelles, montant net

Au 31 décembre 2008, le montant net des immobilisations corporelles s'élevait à 12 787 millions de dollars contre 12 777 millions de dollars au 31 décembre 2007. Cette progression découle essentiellement des acquisitions d'immobilisations, contrebalancées en majeure partie par l'amortissement pour l'exercice.

Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires

Fonds de déclassement

Le Fonds de déclassement a été établi pour financer les coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires de faible activité et d'activité moyenne à long terme ainsi qu'une tranche des frais de stockage du combustible irradié après la durée de vie de la centrale. À l'expiration de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds de déclassement qui correspond à l'écart positif entre la juste valeur de marché des actifs du Fonds de déclassement et les coûts d'achèvement estimatifs, d'après le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA. Lorsque le Fonds de déclassement est surcapitalisé, OPG limite le bénéfice qu'elle constate dans ses états financiers consolidés en imputant une charge au Fonds de déclassement et en inscrivant un montant correspondant à payer à la Province, de sorte que le solde du Fonds de déclassement soit égal au coût estimatif du passif selon le plus récent plan de référence approuvé. Le montant à payer à la Province pourrait être réduit au cours de périodes ultérieures si le rendement du Fonds de déclassement est en deçà de la cible de rendement, ou si un nouveau plan de référence en vertu de l'ONFA est approuvé avec un passif estimatif de déclassement plus élevé. Si le Fonds de déclassement est sous-capitalisé, son rendement reflète le rendement réel du Fonds selon la valeur de marché des actifs.

La valeur des actifs du Fonds de déclassement, selon la comptabilisation à la juste valeur, était de 4 325 millions de dollars au 31 décembre 2008, comparativement à 5 072 millions de dollars au 31 décembre 2007. La baisse de valeur de l'actif du Fonds de déclassement de 747 millions de dollars s'explique principalement par les rendements défavorables sur les marchés financiers au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008.

Fonds pour combustible irradié

En vertu de l'ONFA, la Province garantit à OPG un rendement annuel de 3,25 % du Fonds pour combustible irradié plus la variation de l'indice des prix à la consommation de l'Ontario («rendement garanti») relativement à la capitalisation liée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié. OPG comptabilise le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et l'inclut dans ses résultats à titre de rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires. La différence entre le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et le rendement réel du marché, selon la juste valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié, qui comprend les rendements réalisés et latents, est inscrite en tant que montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci. La valeur des actifs en date du 31 décembre 2008 comprend une créance de la Province de 460 millions de dollars. La valeur des actifs au 31 décembre 2007 était réduite par un montant dû à la Province de 511 millions de dollars. La créance et le montant à payer sont liés à l'ajustement du rendement garanti. La valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié, selon la comptabilisation à la juste valeur, s'élevait à 4 884 millions de dollars au 31 décembre 2008, comparativement à 4 191 millions de dollars au 31 décembre 2007. La hausse de la valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié découle du rendement garanti et des nouvelles contributions au fonds.

La volatilité du marché en 2008 n'a pas eu d'incidence sur le solde du Fonds pour combustible irradié, en raison de la garantie du taux de rendement fournie par la Province.

Actifs réglementaires

Au 31 décembre 2008, les actifs réglementaires étaient de 522 millions de dollars en regard de 356 millions de dollars au 31 décembre 2007. Cette majoration tenait avant tout à la comptabilisation du compte d'écarts entre les revenus et les coûts de Bruce de 260 millions de dollars, conformément à la décision de la CEO. Le compte d'écarts est un actif réglementaire et englobe les pertes sur les Fonds nucléaires relatives aux centrales de Bruce. Au cours du premier trimestre de 2008, OPG a également comptabilisé un montant de 33 millions de dollars dans le compte de report des passifs nucléaires, relativement à l'augmentation des passifs nucléaires constatés le 31 décembre 2006. La hausse des actifs réglementaires a été partiellement contrebalancée par la dotation aux amortissements de 102 millions de dollars, qui résulte principalement du recouvrement, à même les nouveaux tarifs réglementaires, des soldes d'actifs réglementaires approuvés.

Créditeurs et charges à payer

Au 31 décembre 2008, les créditeurs et charges à payer s'élevaient à 1 015 millions de dollars comparativement à 953 millions de dollars au 31 décembre 2007. L'augmentation de 62 millions de dollars découle surtout de la montée des charges à payer au titre des frais sur les revenus bruts en raison du volume plus élevé de production hydroélectrique, et de la hausse des montants à payer relativement aux projets. Cette augmentation a été partiellement annulée par une baisse des créditeurs relevant du commerce général.

Dette à long terme (incluant la tranche échéant à moins d'un an)

La dette à long terme au 31 décembre 2008 s'établissait à 3 840 millions de dollars en regard de 3 853 millions de dollars au 31 décembre 2007. La diminution est imputable à un remboursement de 408 millions de dollars sur la dette à long terme en 2008. La diminution a été en grande partie compensée par l'émission de titres d'emprunt à long terme de 200 millions de dollars en vertu de la convention de crédit de 950 millions de dollars aux fins du refinancement des effets venant à échéance, les emprunts de 100 millions de dollars en vertu de la facilité du tunnel de Niagara et les emprunts de 95 millions de dollars en vertu de la facilité du PEC.

Enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires

Le passif lié à l'enlèvement d'immobilisations (relatif aux centrales nucléaires et aux centrales à combustible fossile) et à la gestion des déchets nucléaires atteignait 11 384 millions de dollars au 31 décembre 2008 contre 10 957 millions de dollars au 31 décembre 2007. L'augmentation résulte surtout de la charge de désactualisation de 608 millions de dollars due au passage du temps, compensée en partie par les dépenses liées aux activités de gestion des déchets nucléaires.

Créditeurs et charges à payer à long terme et actifs et passifs d'impôts futurs

Au 31 décembre 2008, les créditeurs et charges à payer à long terme comprenaient divers passifs éventuels et diverses pertes latentes résultant de l'évaluation à la valeur de marché. La résolution d'incertitudes fiscales liées à l'année d'imposition 1999 a également eu une incidence sur le passif d'impôts futurs au 31 décembre 2008.

Passifs réglementaires

Au 31 décembre 2008, les passifs réglementaires totalisaient 54 millions de dollars en regard de 14 millions de dollars au 31 décembre 2007. L'augmentation reflète surtout la comptabilisation des passifs dans les comptes d'écarts liés à l'incidence des conditions hydrologiques sur la production hydroélectrique, du développement de nouvelle capacité nucléaire et de la remise en état de capacité, comme il est autorisé par la CEO dans sa décision à l'égard des tarifs réglementés d'OPG. Les passifs réglementaires au 31 décembre 2007 ont été en grande partie contrepassés en 2008, par suite de la décision de la CEO d'éliminer le passif d'OPG associé aux revenus nets liés au mode distinct d'exploitation et aux opérations sur l'eau pour la période antérieure au 1er avril 2008.

Cumul des autres éléments du résultat étendu

Le cumul des autres éléments du résultat étendu correspondait au 31 décembre 2008 à une perte de 49 millions de dollars et, au 31 décembre 2007, à un bénéfice de 17 millions de dollars. Le cumul des autres éléments du résultat étendu reflète les soldes relatifs aux instruments dérivés et aux montants désignés comme couvertures, compte non tenu des impôts sur les bénéfices.

Ententes hors bilan

Dans le cours normal des affaires, OPG est partie à diverses opérations qui, selon les PCGR du Canada, ne sont pas comptabilisées dans les états financiers consolidés de la Société, ou le sont à des montants qui diffèrent des montants contractuels totaux. Les principales activités hors bilan menées par OPG comprennent des titrisations de créances, des garanties qui prévoient une assurance financière ou de bonne exécution à des tiers au nom de certaines filiales, et des contrats à prix fixe à long terme.

Titrisation

En octobre 2003, OPG a conclu un accord de titrisation à rechargement avec une fiducie indépendante. La fiducie indépendante n'est pas contrôlée par OPG, et OPG n'en est pas le principal bénéficiaire. Par conséquent, les résultats de la fiducie ne sont pas consolidés. La titrisation donne à OPG une autre source de financement rentable. Pour les exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007, le coût moyen tout compris des fonds a été respectivement de 3,9 % et 5,1 %, et les charges avant impôts sur les ventes à la fiducie se sont élevées respectivement à 12 millions de dollars et 15 millions de dollars. L'entente de titrisation actuelle s'étend jusqu'en août 2009. Voir la note 5 afférente aux états financiers consolidés vérifiés annuels de 2008 d'OPG pour des renseignements additionnels.

Garanties

Dans le cours normal des affaires, OPG et certaines de ses filiales et coentreprises concluent diverses ententes fournissant une assurance financière ou de bonne exécution à des tiers au nom de certaines filiales et coentreprises. Ces ententes prévoient des garanties, des lettres de crédit de soutien et des cautionnements.

CONVENTIONS ET ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Les conventions comptables importantes d'OPG, incluant l'incidence de prises de position comptables futures, sont décrites à la note 3 afférente aux états financiers consolidés annuels vérifiés au 31 décembre 2008 et pour l'exercice terminé à cette date. Certaines de ces conventions sont qualifiées de critiques du fait des jugements et des estimations subjectifs et complexes qui sont requis pour certains éléments comportant de l'incertitude qui, dépendant des circonstances et des hypothèses retenues, peuvent être comptabilisés à des montants qui peuvent être considérablement différents. Les conventions et les estimations comptables critiques qui ont une incidence sur les états financiers consolidés d'OPG, la probabilité que des montants considérablement différents soient présentés compte tenu de circonstances et d'estimations différentes, et l'incidence des modifications de certaines circonstances ou hypothèses sont décrites ci-après.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

La réglementation adoptée en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario) prévoit que la plupart des centrales hydroélectriques de base d'OPG et toutes les centrales nucléaires exploitées par OPG reçoivent les tarifs réglementés en vigueur le 1er avril 2005 pour leur production. La réglementation a établi des tarifs réglementés jusqu'au 1er avril 2008. La réglementation et ses modifications ont exigé l'établissement de plusieurs comptes d'écarts et de report par OPG pour la période se terminant le 1er avril 2008. Dans sa décision publiée au quatrième trimestre de 2008, la CEO a prévu le traitement des soldes de ces comptes au 31 décembre 2007, au moyen de leur recouvrement auprès des consommateurs à même les nouveaux tarifs

réglementés. La CEO a aussi autorisé le maintien et l'établissement de certains comptes d'écarts et de report existants et nouveaux avec prise d'effet le 1er avril 2008.

OPG comptabilisait des montants dans les comptes d'écarts et de report établis selon ce règlement avant le 1er avril 2008, ainsi que dans les comptes autorisés par la CEO après cette date. Les soldes de ces comptes sont comptabilisés à titre d'actifs et de passifs réglementaires dans les bilans consolidés d'OPG, puisque les normes comptables canadiennes reconnaissent que la réglementation des tarifs peut donner lieu à des avantages et à des obligations économiques dont le recouvrement auprès des consommateurs ou le remboursement à ces derniers sont exigés par l'organisme de réglementation. Les actifs et les passifs réglementaires approuvés sont amortis à mesure que les montants sont recouvrés des abonnés, ou leur sont remboursés. L'amortissement des soldes réglementaires est passé en dotation aux amortissements. OPG a commencé à amortir, au quatrième trimestre de 2008, les soldes approuvés par la CEO de façon rétrospective au 1er avril 2008. En 2008, OPG a comptabilisé un montant total de 111 millions de dollars au titre de l'amortissement lié aux soldes réglementaires (96 millions de dollars en 2007).

Les soldes rejetés, y compris les intérêts connexes, sont passés en charges au cours de la période pendant laquelle la décision est rendue. La décision de la CEO prise en 2008 a permis de rejeter des coûts reportés pour la remise en état de la capacité nucléaire avant le 1er avril 2008 de 16 millions de dollars et d'éliminer un passif de 13 millions de dollars associé aux revenus nets lié au mode distinct d'exploitation et d'opérations sur l'eau pour la période du 1er avril 2005 au 31 mars 2008.

OPG majore les soldes réglementaires des intérêts aux taux prescrits par la réglementation ou par la CEO aux fins de la comptabilisation des frais de financement qui devront être recouvrés auprès des consommateurs ou remboursés à ces derniers. Avant le 1er avril 2008, la réglementation exigeait qu'OPG utilise un taux d'intérêt annuel de 6 % pour la plupart de ses comptes de report et d'écarts. Depuis le 1er avril 2008, OPG utilise le taux que la CEO prescrit de temps à autre pour les comptes d'écarts et de report des entités qu'elle régit. Ce taux a varié à l'intérieur d'une fourchette de 3 % à 4 % au cours des neuf mois terminés le 31 décembre 2008. OPG a reporté des intérêts débiteurs nets de 13 millions de dollars en 2008 (33 millions de dollars en 2007).

Le solde réglementaire le plus important d'OPG au 31 décembre 2008 était un actif réglementaire correspondant au compte d'écarts entre les revenus et les coûts de Bruce. Ce compte englobe les écarts entre les revenus et les coûts prévus liés aux centrales Bruce qui sont inclus dans le calcul des tarifs réglementés approuvés pour la production nucléaire et les montants réels. Au 31 décembre 2008, le solde du compte d'écarts s'établissait à 260 millions de dollars, y compris des intérêts de 1 million de dollars. Le compte n'était pas en vigueur en 2007. L'amortissement du solde devrait débuter après la prochaine demande d'OPG. L'actif réglementaire comprend un écart de 333 millions de dollars par rapport aux prévisions, en raison des pertes sur les Fonds nucléaires liées aux centrales Bruce depuis le 1er avril 2008, en partie contrebalancé par un écart correspondant de 95 millions de dollars de la charge d'impôts. Le compte inclut également des variations des revenus tirés des contrats de location et une charge de désactualisation des passifs nucléaires relative aux centrales Bruce.

Les soldes réglementaires d'OPG au 31 décembre 2008 comprenaient aussi un actif réglementaire à l'égard du compte de report des coûts de remise en service de la centrale Pickering A dans lequel sont comptabilisés les coûts autres qu'en capital engagés à compter du 1er janvier 2005 relativement à la remise en service planifiée de toutes les unités de la centrale nucléaire Pickering A. Au 31 décembre 2008, le solde du compte de report était de 123 millions de dollars, y compris des intérêts de 43 millions de dollars, déduction faite de l'amortissement cumulé de 191 millions de dollars. Au 31 décembre 2007, le solde du compte de report était de 183 millions de dollars, y compris des intérêts de 37 millions de dollars, déduction faite de l'amortissement cumulé de 125 millions de dollars. OPG a commencé à amortir le compte de report conformément à la réglementation lorsque l'unité 1 de la centrale nucléaire Pickering A a été remise en service en novembre 2005. Un montant de 66 millions de dollars a été comptabilisé en 2008 au titre de l'amortissement (96 millions de dollars en 2007). Dans sa décision, la CEO a autorisé le recouvrement du solde non amorti du compte au 31 décembre 2007 sur une période de 45 mois se terminant le 31 décembre 2011.

En outre, conformément à la réglementation édictée en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario), OPG a établi un compte de report relativement à l'augmentation de 1 386 millions de dollars de ses passifs nucléaires au 31 décembre 2006 découlant du plan de référence approuvé de 2006 conformément aux termes de l'ONFA. Le solde du compte s'élevait à 132 millions de dollars au 31 décembre 2008 (131 millions de dollars au 31 décembre 2007). À compter du premier trimestre de 2007 et jusqu'au 1er avril 2008, OPG a comptabilisé un actif réglementaire de 164 millions de dollars, y compris des intérêts de 6 millions de dollars, dans ce compte de report. Le montant du compte représente l'incidence sur les besoins de revenus associée à l'accroissement des passifs nucléaires. La CEO a autorisé le recouvrement du solde dans ce compte au 31 décembre 2007 sur une période de 33 mois se terminant le 31 décembre 2010. Par suite de la décision de la CEO, OPG a comptabilisé, au quatrième trimestre de 2008, un montant de 36 millions de dollars au titre de l'amortissement lié à ce compte de report de façon rétrospective au 1er avril 2008. Aucun montant d'amortissement n'avait été comptabilisé en 2007.

Les autres soldes d'actifs et de passifs réglementaires d'OPG comprenaient un solde de passif, montant net, de 47 millions de dollars au 31 décembre 2008 (solde d'actif, montant net, de 28 millions de dollars au 31 décembre 2007). En 2008, ce solde inclut principalement des passifs réglementaires comptabilisés dans les comptes d'écarts relativement à l'incidence des conditions hydrologiques sur la production hydroélectrique réglementée, des revenus tirés de services connexes des installations réglementées, des coûts autres qu'en capital de mise en valeur de nouvelles centrales nucléaires et des coûts engagés pour la remise en état de la capacité potentielle des centrales nucléaires Pickering B et Darlington. En 2007, le solde incluait surtout des actifs réglementaires liés aux coûts de développement de nouvelle capacité nucléaire et de remise en état de la capacité nucléaire, déduction faite du passif réglementaire associé aux revenus nets liés au mode distinct d'exploitation et aux opérations sur l'eau.

Avant le 1er avril 2008, OPG comptabilisait les revenus tirés du contrat de location-exploitation avec Bruce Power selon la comptabilité de trésorerie. Selon cette méthode, OPG constatait les revenus de location comme le prescrit le contrat de location dans la mesure où les paiements de location devaient être inclus dans les tarifs réglementés futurs imposés à la clientèle. Par suite de la décision de la CEO, certains paiements de location reçus de Bruce Power ont été inclus dans l'établissement des tarifs réglementés avec prise d'effet le 1er avril 2008 linéairement sur la durée du contrat de location. Par conséquent, OPG a comptabilisé ces paiements de location linéairement sur la durée du contrat de location avec prise d'effet le 1er avril 2008.

À la fin de 2008, OPG a réévalué le contrat de location de Bruce aux fins comptables en raison d'une modification apportée au contrat. En raison de la réévaluation, le moment où certains revenus tirés du contrat de location sont constatés aux fins comptables a été revu. La révision se traduira par des réductions des revenus de location aux fins comptables au cours des premières années du reste de la durée du contrat de location, et par des augmentations des revenus de location aux fins comptables au cours des dernières années du reste de la durée du contrat de location. L'incidence de ces variations sur les revenus en 2008 a été contrebalancée par l'incidence du compte d'écarts entre les revenus et les coûts des centrales Bruce.

Impôts sur les bénéfices

OPG est exonérée de l'impôt en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada). Toutefois, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, OPG est tenue de verser à la SFIÉO des paiements en remplacement de l'impôt sur les bénéfices des sociétés et de l'impôt sur le capital. Ces paiements sont calculés conformément aux dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario) et sont modifiés conformément aux règlements de la *Loi de 1998 sur l'électricité*.

Les activités d'OPG sont complexes, et le calcul de la charge fiscale nécessite l'interprétation des divers lois et règlements relatifs à l'impôt. La *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario) comportent une foule d'interprétations techniques et de cas de jurisprudence qui aident à déterminer la position de la Société en matière de déclaration de revenus. Cependant, la *Loi de 1998 sur l'électricité* et les règlements fiscaux connexes sont relativement nouveaux et, par conséquent, OPG a dû, depuis sa création, prendre certaines positions à l'égard du calcul de sa charge fiscale. Ces positions en matière de déclaration de revenus pourraient être contestées par suite d'une vérification, et certaines pourraient même être refusées, ce qui pourrait donner lieu à une modification importante de la charge fiscale d'OPG en cas de nouvelle cotisation.

Pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices des secteurs non réglementés, OPG utilise la méthode axée sur le bilan et constitue une provision pour les impôts futurs à l'égard des écarts temporaires. Le processus comprend une estimation du passif réel d'OPG pour l'impôt exigible et une évaluation des impôts futurs de la Société en raison des écarts temporaires découlant de la différence entre la valeur fiscale d'un actif ou d'un passif et sa valeur comptable inscrite aux bilans consolidés. De plus, OPG doit évaluer si les actifs d'impôts futurs peuvent être réalisés et, dans la mesure où leur recouvrement n'est pas considéré comme probable, une provision pour moins-value doit être constituée.

Depuis le 1er avril 2005, OPG comptabilise les impôts sur les bénéfices des secteurs à tarifs réglementés de ses activités conformément aux paragraphes 102 à 104, inclusivement, du chapitre 3465 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* («ICCA»), «Impôts sur les bénéfices». Par conséquent, OPG ne constate pas d'impôts futurs liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités dans la mesure où ces impôts futurs devraient être recouvrés ou remboursés à même les prix réglementés futurs facturés à la clientèle.

Des actifs d'impôts futurs de 195 millions de dollars (234 millions de dollars en 2007) ont été constatés dans le bilan consolidé au 31 décembre 2008. La Société est d'avis que le bénéfice imposable futur et les gains en capital seront suffisants pour permettre l'utilisation de ces déductions et reports prospectifs. En raison de l'adoption de la comptabilisation fondée sur la réglementation des tarifs, OPG n'a pas inscrit les actifs d'impôts futurs de 3 480 millions de dollars (3 313 millions de dollars en 2007) qui auraient été inscrits selon la méthode axée sur le bilan et qui découlent surtout des écarts temporaires liés aux provisions pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires.

Des passifs d'impôts futurs de 125 millions de dollars (439 millions de dollars en 2007) ont été constatés dans le bilan consolidé au 31 décembre 2008. En raison de l'adoption de la comptabilisation fondée sur la réglementation des tarifs, OPG n'a pas inscrit les passifs d'impôts futurs de 3 820 millions de dollars (3 749 millions de dollars en 2007) qui auraient été inscrits selon la méthode axée sur le bilan et qui découlent surtout des écarts temporaires liés aux fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires.

Immobilisations

OPG exerce ses activités dans un secteur hautement capitalistique et doit faire des investissements considérables dans les immobilisations corporelles. Au 31 décembre 2008, la valeur comptable nette des immobilisations d'OPG s'établissait à 12 787 millions de dollars (12 777 millions de dollars en 2007).

Les immobilisations corporelles sont soumises à un test de recouvrabilité chaque fois que des événements ou des changements de situation indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. La recouvrabilité des immobilisations corporelles est établie en comparant la valeur comptable d'un actif aux flux de trésorerie nets futurs non actualisés devant découler de l'actif sur sa durée de vie utile estimative. Si les flux de trésorerie futurs prévus non actualisés sont inférieurs à la valeur comptable, une dépréciation est constatée, laquelle correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur, ou sur les flux de trésorerie actualisés.

Diverses hypothèses et estimations comptables doivent être faites pour établir si une perte de valeur devrait être constatée et, si c'est le cas, pour en établir la valeur. Cela comprend des facteurs comme les prévisions à court et à long terme du prix du marché de l'électricité dans l'avenir, l'offre et la demande d'électricité, les dates de mise en service des centrales nouvelles et fermées temporairement, l'inflation, les prix du combustible, les dépenses en immobilisations et la durée de vie des centrales. Les flux de trésorerie nets futurs qu'OPG prévoit réaliser sur ses immobilisations pourraient être très différents des valeurs comptables nettes inscrites dans les états financiers consolidés d'OPG.

Les estimations comptables ayant trait à la dépréciation d'actifs nécessitent beaucoup de jugement de la part de la direction pour évaluer la durée de vie utile appropriée des actifs à long terme d'OPG, y compris la prise en compte de divers facteurs technologiques et autres.

Avec prise d'effet le 1er janvier 2008, la durée de service de la centrale nucléaire Darlington a été prolongée de deux ans, jusqu'à 2019, aux fins du calcul de l'amortissement, par suite d'un examen des composantes à durée de vie limitée de la centrale. Cette prolongation a permis de réduire la dotation aux amortissements de 18 millions de dollars par année.

Avec prise d'effet le 1er janvier 2009, la durée de service des centrales alimentées au charbon a été prolongée de deux ans, jusqu'en 2014, aux fins du calcul de l'amortissement, par suite de l'annonce de la province d'Ontario de cesser progressivement la production alimentée au charbon d'ici 2014. Cette prolongation a permis de réduire la dotation aux amortissements de 31 millions de dollars par année.

En date du 1er janvier 2008, la Société a prolongé la durée de service de la centrale nucléaire Bruce B jusqu'en 2014, aux fins de l'amortissement, par suite de l'examen des plans de capacité futurs du PREI de l'OEO et à la lumière des données historiques sur la durée de service des principales composantes à durée de vie limitée de la centrale. En raison de cette prolongation, la dotation aux amortissements a diminué de 7 millions de dollars par année. De plus, en date du 1er janvier 2008, OPG a prolongé la durée de service de la centrale nucléaire Bruce A à 2035, aux fins de l'amortissement, par suite de l'examen des plans de capacité de production future déposés auprès de l'OEO et d'autres informations disponibles. La prolongation de la durée de service de la centrale nucléaire Bruce A, aux fins de l'amortissement, a réduit la dotation aux amortissements de 8 millions de dollars par année.

Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite

Le traitement comptable des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG dépend des conventions comptables et des hypothèses retenues par la direction pour calculer les montants.

Convention comptable

Selon les PCGR du Canada, les résultats réels qui diffèrent des hypothèses utilisées, de même que les ajustements découlant des changements d'hypothèses, sont cumulés et amortis sur des périodes futures et influent donc généralement sur les charges constatées et l'obligation comptabilisée dans les périodes futures.

Selon la convention de comptabilisation des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG, certains gains et pertes actuariels n'ont pas été passés en charges et ne sont donc pas pris en compte dans les obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG pour les raisons suivantes :

- Les actifs de la caisse de retraite sont évalués à des valeurs liées au marché afin de déterminer les gains ou les pertes actuariels et le rendement prévu des actifs des régimes. La valeur liée au marché tient compte des gains et des pertes sur les actifs découlant des titres de capitaux propres à un taux de rendement réel présumé de 6 % sur une période de cinq ans.
- Pour ce qui est des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, l'excédent de la fraction non amortie du gain net cumulatif ou de la perte nette cumulative sur 10 % du montant le plus élevé entre l'obligation au titre des prestations et la valeur liée au marché des actifs des régimes (le «corridor») est amorti sur la durée de service résiduelle moyenne prévue.

De plus, les coûts des services passés résultant des modifications des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont amortis sur des périodes futures et influent donc sur les charges constatées et l'obligation comptabilisée au cours des périodes futures.

Au 31 décembre 2008, la perte actuarielle nette non amortie et les coûts non amortis des services passés pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite s'élevaient à 928 millions de dollars (1 993 millions de dollars en 2007). La perte actuarielle nette non amortie et les coûts des services passés non amortis aux 31 décembre 2008 et 2007 s'établissaient comme suit :

	Régime de retraite agréé		Régimes de retraite complémentaires		Autres avantages complémentaires de retraite	
(en millions de dollars)	**2008**	2007	**2008**	2007	**2008**	2007
Perte actuarielle nette non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	**1 700**	2	**–**	–	**–**	–
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette non amortissable en raison de l'utilisation du corridor	**(763)**	960	**(3)**	16	**(70)**	206
Perte actuarielle nette amortissable	**–**	384	**–**	6	**–**	332
Perte actuarielle nette (gain actuariel net) non amorti(e)	**937**	1 346	**(3)**	22	**(70)**	538
Coûts des services passés non amortis	**46**	64	**2**	3	**16**	20

Hypothèses comptables

Les hypothèses sont des intrants importants des modèles actuariels qui évaluent les obligations au titre des prestations de retraite constituées et les avantages complémentaires de retraite et leur incidence connexe sur l'exploitation. Deux principales hypothèses, soit le taux d'actualisation et l'inflation, constituent des éléments importants du coût et des obligations relatifs aux avantages. En outre, le taux de rendement prévu des actifs est une hypothèse importante dans l'établissement des coûts des régimes de retraite. Ces hypothèses, de même que d'autres hypothèses touchant des facteurs démographiques, comme l'âge à la retraite, le taux de mortalité et le taux de roulement du personnel, sont évaluées régulièrement par la direction de concert avec un actuaire indépendant. Au cours du processus d'évaluation, les hypothèses sont mises à jour pour refléter l'historique réel et les prévisions. Les résultats réels pour tout exercice différeront souvent des hypothèses actuarielles en raison de facteurs économiques et autres, et selon les PCGR du Canada, l'incidence de ces écarts est cumulée et amortie pendant les périodes futures. Les taux d'actualisation employés par OPG pour établir les obligations au titre des prestations projetées et les coûts des régimes d'avantages sociaux de la Société sont fondés sur le rendement d'obligations de sociétés notées AA représentatives.

Les taux d'actualisation permettent à OPG de calculer la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs prévus à la date d'évaluation. Un taux d'actualisation moins élevé se traduit par une augmentation de la valeur actualisée des obligations au titre des prestations constituées des coûts des régimes. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes est fondé sur la répartition actuelle et prévue des actifs, de même que sur les risques passés et les rendements à long terme de chaque catégorie d'actifs du portefeuille des régimes. Un taux de rendement des actifs des régimes moins élevé se traduit par une augmentation des coûts des régimes de retraite.

Le taux d'actualisation utilisé pour calculer l'obligation au titre des prestations projetées a considérablement augmenté, passant de 5,6 % au 31 décembre 2007 à 7,5 % au 31 décembre 2008. Le déficit du régime de retraite agréé a fléchi, passant de 679 millions de dollars au 31 décembre 2007 à 186 millions de dollars au 31 décembre 2008, en raison surtout de l'augmentation considérable du taux d'actualisation. L'effet de la perte de 1 566 millions de dollars au titre des actifs de la caisse de retraite en 2008 a été plus que compensé par l'effet du taux d'actualisation plus élevé.

Le taux d'actualisation utilisé pour calculer l'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite au 31 décembre 2008 était de 7,46 %, une hausse considérable par rapport au taux d'actualisation de 5,59 % utilisé pour calculer l'obligation au 31 décembre 2007. L'obligation au titre des prestations projetées a diminué, passant de 2 064 millions de dollars au 31 décembre 2007 à 1 591 millions de dollars au 31 décembre 2008, du fait surtout de la hausse considérable du taux d'actualisation.

Un changement dans ces hypothèses, toutes les autres hypothèses demeurant constantes, se traduirait par une augmentation (diminution) des coûts de 2008, excluant les composantes liées à l'amortissement :

(en millions de dollars)	Régime de retraite agréé	Régimes de retraite complémentaires	Autres avantages postérieurs à l'emploi
Taux de rendement à long terme prévu			
Augmentation de 0,25 %	(22)	s.o.	s.o.
Diminution de 0,25 %	22	s.o.	s.o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(15)	–	(3)
Diminution de 0,25 %	13	–	3
Inflation			
Augmentation de 0,25 %	37	1	–
Diminution de 0,25 %	(38)	(1)	–
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	10	1	–
Diminution de 0,25 %	(10)	(1)	–
Tendance des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s.o.	s.o.	33
Diminution de 1 %	s.o.	s.o.	(24)

s.o. – changement d'hypothèse sans objet.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations
Au 31 décembre 2008, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'OPG atteignaient 11 384 millions de dollars (10 957 millions de dollars au 31 décembre 2007) et se composaient des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires, des coûts associés à la gestion des déchets nucléaires, ainsi que des coûts liés à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires découlant du déclassement des centrales à combustible fossile. Les passifs liés au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié représentent la plus grande part de l'obligation totale. Les estimations des passifs nucléaires sont revues annuellement dans le cadre du programme global continu de gestion des déchets nucléaires. Tout changement des passifs nucléaires en raison de nouvelles hypothèses ou estimations ayant une incidence sur le montant des flux de trésorerie non actualisés estimatifs initiaux est enregistré à titre d'ajustement des passifs, et le changement correspondant du coût de mise hors service d'immobilisations est capitalisé dans la valeur comptable des immobilisations.

Les estimations des coûts liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires reposent sur d'importantes hypothèses, puisque les programmes sont en vigueur pour plusieurs années. Les hypothèses importantes déterminant plusieurs facteurs techniques et opérationnels sont utilisées dans le calcul des charges à payer et font l'objet d'examens périodiques. Toute modification de ces hypothèses, y compris les modifications touchant le calendrier des programmes, les technologies utilisées, le taux d'inflation et le taux d'actualisation, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur des charges à payer.

Instruments financiers évalués à la juste valeur
La juste valeur des actifs et passifs financiers, y compris les instruments dérivés cotés en Bourse, et d'autres instruments financiers évalués à la juste valeur et pour lesquels les cours sur un marché actif sont disponibles, est établie directement à partir de ces cours du marché.

Pour les instruments financiers pour lesquels il n'y a pas de cours de marché facilement disponibles, les justes valeurs sont estimées à l'aide de courbes de prix à terme tracées à partir de cours ou de taux de marché observables, qui peuvent comprendre l'utilisation de techniques ou de modèles d'évaluation, fondés dans la mesure du possible sur des hypothèses s'appuyant sur des cours ou des taux de marché observables en vigueur à la date du bilan. C'est le cas des dérivés négociés hors Bourse, qui comprennent les dérivés de produits énergétiques, les dérivés de change et les dérivés de swap de taux d'intérêt. Les modèles d'évaluation utilisent des hypothèses générales et des données de marché, et ne reflètent donc pas les risques spécifiques et d'autres facteurs qui toucheraient la juste valeur d'un instrument donné. Les méthodes employées pour calculer les rajustements de juste valeur sont examinées à intervalles réguliers afin d'assurer qu'elles demeurent appropriées.

L'utilisation d'instruments financiers par OPG expose la Société à divers risques, dont le risque de crédit, le risque sur marchandises et le risque de change et de taux d'intérêt. La section *Gestion des risques* présente une analyse de la manière dont OPG gère ces risques et d'autres risques.

Modifications de conventions comptables

Informations à fournir sur le capital et instruments financiers
En décembre 2006, l'ICCA a publié trois nouvelles normes comptables : le chapitre 1535, «Informations à fournir concernant le capital», le chapitre 3862, «Instruments financiers – informations à fournir», et le chapitre 3863, «Instruments financiers – présentation», du *Manuel de l'ICCA*. Ces nouvelles normes sont en vigueur pour la Société à compter du 1er janvier 2008.

Le chapitre 1535 établit des normes pour la fourniture des informations suivantes : i) les objectifs, politiques et procédures de gestion du capital de l'entité; ii) les données quantitatives sur ce que l'entité considère comme du capital; iii) le fait que l'entité s'est conformée aux exigences en matière de capital; et iv) si elle ne s'est pas conformée à ces exigences, les conséquences de cette non-conformité.

Les chapitres 3862 et 3863 remplacent le chapitre 3861, «Instruments financiers – informations à fournir et présentation», du *Manuel de l'ICCA*. Ces chapitres modifient et accroissent les exigences en matière d'informations à fournir, et ne modifient pas les exigences en matière de présentation. Ces nouveaux chapitres mettent davantage l'accent sur l'information ayant trait à la nature et à l'ampleur des risques liés aux instruments financiers et sur la manière dont l'entité gère ces risques.

Stocks
En mars 2007, l'ICCA a publié une nouvelle norme comptable, soit le chapitre 3031, «Stocks», fondée sur la Norme internationale d'information financière 2 («IAS 2»). Le nouveau chapitre remplace le chapitre 3030, «Stocks». En vertu de ce nouveau chapitre, les stocks doivent être évalués au plus faible du coût et de la valeur de réalisation nette, ce qui diffère des dispositions antérieures de la méthode du moindre du coût et de la valeur de marché. Le nouveau chapitre permet également la reprise d'une réduction de valeur antérieurement constatée. De plus, en raison des modifications apportées au chapitre et des modifications corrélatives, certaines pièces de rechange importantes d'OPG, antérieurement inscrites en tant que matières et fournitures dans les bilans consolidés d'OPG, sont maintenant comptabilisées à titre d'immobilisations corporelles. La nouvelle norme comptable et les modifications corrélatives sont entrées en vigueur pour OPG le 1er janvier 2008. OPG a reclassé des pièces de rechange importantes de 19 millions de dollars, déduction faite des amortissements cumulés, dans les immobilisations corporelles de l'exercice 2008.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés
En décembre 2007, l'ICCA a révisé ses directives à l'égard de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés. La révision découle des modifications apportées aux chapitres 1100, «Principes comptables généralement reconnus», et 3465, «Impôts sur les bénéfices», ainsi qu'à la note d'orientation concernant la comptabilité 19, *Entités assujetties à la réglementation des tarifs – informations à fournir* («NOC-19»), à savoir :

- supprimer l'exemption temporaire se rapportant à l'application du chapitre 1100 à la constatation des activités à tarifs réglementés, y compris éliminer la possibilité d'utiliser les pratiques du secteur comme méthode acceptable de constatation et d'évaluation des actifs et des passifs découlant de la réglementation des tarifs;
- modifier le chapitre 3465 afin d'exiger la constatation des actifs et des passifs d'impôts futurs, de même qu'un actif ou un passif réglementaire distinct au titre du montant d'impôts futurs devant être inclus dans les tarifs futurs et recouvré auprès des clients futurs (ou payés à ceux-ci);
- modifier la NOC-19, au besoin, par suite des modifications apportées aux chapitres 1100 et 3465.

En raison des modifications apportées au chapitre 3465, OPG doit constater les impôts futurs associés à ses activités à tarifs réglementés. OPG appliquera les changements de manière prospective aux états financiers consolidés intermédiaires et annuels à compter du 1er janvier 2009. Par conséquent, le 1er janvier 2009, OPG comptabilisera un passif d'impôts futurs de 466 millions de dollars et un actif réglementaire correspondant. Le passif d'impôts futurs de 466 millions de dollars comprend des impôts futurs découlant d'actifs et de passifs réglementaires de 126 millions de dollars qui doivent être comptabilisés en raison de modifications apportées au chapitre 3465.

Actifs incorporels
En février 2008, l'ICCA a publié le chapitre 3064 du *Manuel*, «Écarts d'acquisition et actifs incorporels», qui remplace le chapitre 3062 du *Manuel*, «Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels», et qui établit des normes de constatation, d'évaluation, de présentation et d'informations à fournir relatives aux écarts d'acquisition et aux actifs incorporels. Ces normes s'appliquent aux états financiers intermédiaires et annuels relatifs aux exercices ouverts à compter du 1er octobre 2008. L'adoption anticipée est encouragée. L'adoption de cette norme ne devrait pas avoir une incidence importante sur la situation financière de la Société ou sur ses résultats d'exploitation.

Secteurs isolables
À compter du quatrième trimestre de 2008, OPG a séparé le secteur Production nucléaire réglementée en deux secteurs isolables, soit le secteur Production nucléaire réglementée et le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée. La présentation sectorielle modifiée reflète la façon dont le rendement est évalué par la direction, compte tenu de l'ampleur de la croissance des activités de déclassement et de gestion des déchets nucléaires, des actifs et des passifs. La présentation sectorielle modifiée permet à OPG de faire preuve d'une plus grande transparence au chapitre de sa production et de ses activités de gestion des déchets nucléaires et de déclassement. Les résultats des périodes correspondantes ont été reclassés pour refléter la présentation modifiée.

Conversion aux Normes internationales d'information financière
En février 2008, le Conseil des normes comptables du Canada a confirmé que, pour les entreprises ayant une obligation publique de rendre des comptes, les Normes internationales d'information financière («IFRS») remplaceront les PCGR du Canada dans les états financiers annuels et intermédiaires des exercices ouverts à compter du 1er janvier 2011. OPG doit publier son premier jeu d'états financiers IFRS, ainsi que l'information financière aux fins de comparaison, au premier trimestre de 2011. En mai 2008, les Autorités canadiennes en valeurs mobilières («ACVM») ont publié l'avis 52-320 du personnel des ACVM, qui fournit des lignes directrices sur les informations à fournir sur les modifications prévues aux modifications comptables découlant du passage aux IFRS. Conformément à l'avis, OPG est tenue de fournir le plan de conversion aux IFRS de la Société mis à jour pour chaque période de présentation de l'information financière précédant la conversion le 1er janvier 2011.

OPG a mis en route son projet de conversion aux IFRS en 2007 et a établi une structure de gouvernance du projet. Cette structure comprend un comité directeur composé de cadres de la fonction finances ainsi que de représentants de toutes les unités fonctionnelles et des technologies de l'information, lesquels font rapport sur une base régulière à la haute direction et au comité de vérification et de gestion des risques du conseil d'administration. OPG a également fait appel à un expert externe.

Le projet de conversion d'OPG se déroule sur trois phases : le diagnostic, l'élaboration de solutions et la mise en œuvre. Au cours du quatrième trimestre de 2007, OPG a achevé la phase de diagnostic au cours de laquelle les principales différences entres les PCGR du Canada et les IFRS ont été examinées en profondeur. À l'heure actuelle, OPG a déterminé que les différences susceptibles d'avoir une incidence sur les méthodes comptables d'OPG sont la comptabilisation des activités à tarifs réglementés, la comptabilisation des immobilisations, la comptabilisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, ainsi que la première adoption des IFRS en vertu de la norme IFRS 1, *Première adoption des Normes internationales d'information financière*. OPG continue de surveiller l'évolution des normes telles qu'elles sont modifiées par l'International Accounting Standards Board et l'International Financial Reporting Interpretations Committee.

En 2008, OPG a atteint un certain nombre de jalons dans le cadre de la phase d'élaboration de solutions de son projet de conversion aux IFRS, au cours de laquelle les enjeux et les différences en matière de comptabilité décelés au cours de la phase de diagnostic sont examinés plus en détail, de même que les incidences connexes sur les processus et les systèmes. Ces jalons comprennent une formation dans toutes les composantes d'OPG et le parachèvement des évaluations de toutes les composantes, la détermination des options qui s'offrent à OPG conformément à l'IFRS 1, et l'élaboration et la mise en œuvre d'un plan de communication des questions relatives aux IFRS devant être diffusées à grande échelle aux personnes concernées. OPG a amorcé le processus de détermination des incidences de la conversion aux IFRS sur les systèmes, les processus et le contrôle interne.

Dans le cadre de l'évaluation de l'incidence de la transition aux IFRS sur la présentation de son information financière, OPG s'attache actuellement à repérer les postes de ses états financiers pour lesquels l'information à fournir selon les PCGR du Canada est différente de l'information à fournir selon les IFRS.

En 2009, OPG déterminera les conséquences prévues de l'adoption des IFRS sur ses états financiers, compte tenu des options qui s'offrent en vertu de l'IFRS 1, sélectionnera ses principales conventions comptables selon les IFRS et fera une analyse définitive des incidences de la conversion aux IFRS sur les systèmes, les processus et le contrôle interne. L'information sur l'avancement du projet sera communiquée tout au long de 2009 et OPG mettra à exécution son programme de formation à l'échelle de l'organisation afin de s'assurer d'être bien positionnée pour intégrer les exigences des IFRS à ses systèmes, à ses processus et à ses contrôles internes sous-jacents.

GESTION DES RISQUES

Aperçu
La récession mondiale et l'incertitude économique devraient accroître les risques auxquels OPG est confrontée. Les risques potentiels accrus comprennent le risque de baisse des revenus résultant du recul prévu des tarifs du marché de l'électricité et le risque de crédit, lié à la détérioration éventuelle à court terme de la solvabilité de nombreuses contreparties d'OPG. Des projets de développement de capacité de production sont en cours, notamment la conception et l'aménagement de nouvelles centrales nucléaires et hydroélectriques et l'élaboration d'une nouvelle stratégie d'exploitation des centrales alimentées au charbon. Des activités de décontamination précises conçues pour permettre de repérer rapidement les nouveaux risques et des mesures d'atténuation ont été prises pour couvrir l'ensemble des risques auxquels OPG fait face.

Structure de gouvernance de la gestion des risques

Le conseil d'administration d'OPG a approuvé, et la direction a mis en œuvre, une structure de gouvernance de gestion des risques servant à déterminer, évaluer et surveiller les activités de gestion des principaux risques à l'échelle de la Société et à en faire rapport. Ces activités sont coordonnées par un groupe centralisé de gestion des risques, dirigé par le responsable de la gestion des risques. La structure de gouvernance d'OPG qui soutient sa fonction de gestion des risques est présentée ci-après.

En 2008, OPG a mis au point une nouvelle approche en matière de gestion des risques qui permet à la Société de repérer les risques importants et d'en établir l'ordre de priorité, ainsi que d'évaluer leur incidence sur les objectifs précis du plan d'affaires. En outre, un comité directeur de gestion des risques, composé des chefs des unités fonctionnelles et présidé par le chef des finances, a été créé.

Le processus d'évaluation de la gestion des risques d'OPG est exhaustif et pleinement intégré et permet d'évaluer, sur une base continue, l'efficacité des activités d'atténuation des risques à l'égard des risques importants auxquels la Société fait face. Les résultats de l'évaluation sont communiqués chaque trimestre au comité de vérification et de gestion des risques par le responsable de la gestion des risques.

Activités de gestion des risques

OPG est confrontée à une grande variété de risques en raison de ses activités. Aux fins de présentation de l'information, ces risques ont été regroupés dans les cinq catégories suivantes : i) les risques d'exploitation, ii) les risques financiers, iii) le risque lié à la réglementation, iv) le risque d'entreprise et v) les risques environnementaux. Chacune de ces cinq catégories comprend des risques importants qui sont décrits brièvement ci-dessous.

Risques d'exploitation

Les risques d'exploitation s'entendent des risques qui sont en règle générale inhérents à l'exploitation des installations de production d'électricité. Ils peuvent entraîner l'interruption des activités des centrales ou rendre incertaine la production future. L'ensemble des centrales nucléaires, hydroélectriques et à combustible fossile sont confrontées à des risques en fonction de l'âge des centrales et de la technologie.

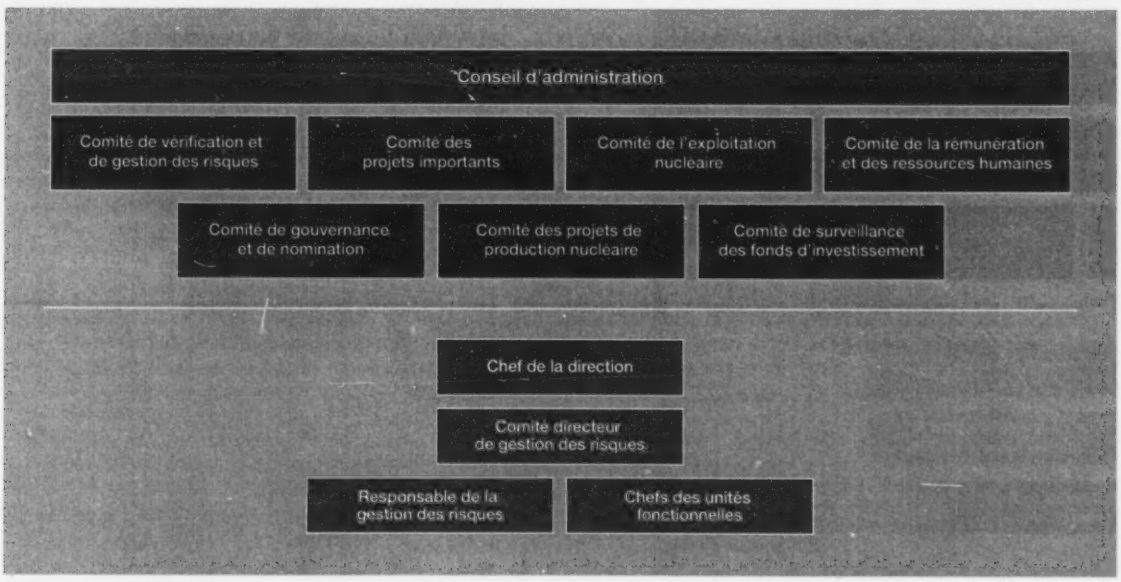
OPG est également exposée à des risques d'exploitation liés au portefeuille d'importants projets de mise en valeur de centrales, en cours ou prévus.

Centrales nucléaires

L'incertitude associée à la production des centrales nucléaires d'OPG découle principalement de l'état des composantes et systèmes des centrales, qui subissent les effets du vieillissement. Pour relever ce défi, OPG a mis en œuvre des programmes complets d'inspection et de maintenance afin de surveiller le rendement et de déterminer quelles sont les mesures correctives requises pour lui permettre d'exercer ses activités de façon fiable et selon les paramètres de conception.

Il arrive que des composantes des centrales se détériorent de manière inattendue, forçant les exploitants à intensifier la surveillance, à mener d'importants travaux de réparation ou à prendre des mesures correctives exceptionnelles. Le déclassement d'une unité nucléaire pourrait survenir afin de maintenir une marge d'exploitation sûre. Lorsque des risques imprévus surgissent, un programme de surveillance précis est établi. La principale incidence de ces nouveaux risques sur OPG est une augmentation des coûts d'exploitation à long terme. L'atténuation de tels risques pourrait engendrer des travaux supplémentaires pendant les interruptions, ce qui pourrait accroître le nombre d'interruptions ou prolonger la durée des interruptions planifiées.

Structure de gouvernance de la gestion des risques d'OPG



Contrôles hydroélectriques
L'incertitude est inhérente aux prévisions sur les niveaux d'eau pour la production hydroélectrique, étant donné leur fluctuation d'une année à l'autre en raison surtout des conditions climatiques. Cette incertitude se répercute inévitablement sur les prévisions de production hydroélectrique. OPG gère ce risque lié aux conditions hydrologiques au moyen de modèles de prévisions de production, qui tiennent compte des caractéristiques d'efficience, des conditions hydrologiques et des indisponibilités prévues. Les données sont évaluées par rapport aux modèles, examinées et rajustées sur une base continue.

Le risque associé à l'incertitude à l'égard des niveaux d'eau est partiellement atténué par le compte d'écart de production hydroélectrique établi pour les centrales hydroélectriques réglementées d'OPG.

L'âge des centrales hydroélectriques d'OPG varie. Plus de 75 % des centrales hydroélectriques ont plus de 50 ans. En raison de la variabilité et de l'âge de l'équipement et des composantes civiles, il existe un risque que certaines installations nécessitent des investissements importants à court terme afin d'en maintenir la fiabilité. OPG gère ce risque lié à la fiabilité en effectuant des travaux de maintenance continus des principales composantes, des examens techniques, des évaluations de l'état des centrales, ainsi que des inspections pour déterminer les travaux qui seront nécessaires au maintien et, au besoin, à la mise à niveau des centrales.

Le secteur Production hydroélectrique exploite 239 barrages à l'échelle de la Province. L'exploitation des barrages est assujettie aux règlements provinciaux touchant la sécurité des barrages établis par le ministère des Ressources naturelles. Les modifications de ces règlements par le ministère pourraient se traduire par des améliorations structurelles coûteuses pour plusieurs centrales hydroélectriques d'OPG.

Centrales à combustible fossile
En mai 2008, la Province a annoncé les nouveaux plafonds annuels d'émission de CO_2 pour les centrales alimentées au charbon d'OPG afin d'assurer qu'elles réduisent d'ici 2011 leurs émissions des deux tiers par rapport aux niveaux de 2003. Aux termes de la déclaration de l'actionnaire datée du 15 mai 2008 et de la résolution de l'actionnaire datée du 16 mai 2008, OPG est tenue d'élaborer une stratégie de mise en œuvre des mesures de réduction en 2009 et 2010, sur une base prévisionnelle. OPG doit maintenir la disponibilité opérationnelle de ces stations pour répondre aux demandes de pointe, de sorte que la nouvelle stratégie d'exploitation aura une incidence négative sur les revenus et les coûts d'exploitation des unités alimentées au charbon. La Province a consenti à ce qu'OPG recouvre la valeur comptable nette et les coûts permanents liés aux centrales Lambton et Nanticoke au cours de la période allant de 2009 à 2014.

Principaux projets de développement
Les nombreux projets entrepris par OPG visent à améliorer et à accroître le portefeuille de production d'électricité. Les risques associés à ces projets pourraient avoir des répercussions défavorables sur le rendement financier de la Société. Les principaux projets sont les nouvelles unités de production nucléaire sur le site de la centrale Darlington, la remise en état potentielle des centrales nucléaires existantes, le projet du tunnel de Niagara et d'autres projets liés à la production hydroélectrique et à la production à combustible fossile.

Nouvelles unités de production nucléaire
OPG participe au processus d'approvisionnement du gouvernement de l'Ontario visant à sélectionner un fournisseur de réacteurs nucléaires pour la province d'Ontario. Une fois le fournisseur sélectionné, OPG assurera la gestion de ce projet pluriannuel complexe. D'après l'expérience tirée d'autres nouveaux projets de production nucléaire en cours ailleurs dans le monde, ce projet comporte des risques considérés comme importants. La détermination et la gestion des risques font partie intégrante du processus de sélection d'un fournisseur de réacteurs nucléaires.

Tunnel de Niagara
Au 31 décembre 2008, les progrès du tunnelier continuaient d'être moins rapides que prévu dans l'échéancier initial de l'entrepreneur, principalement en raison de hors-profils excédentaires du schiste Queenston de la couronne du tunnel. OPG et l'entrepreneur utilisent les recommandations du Comité d'examen de litiges comme base de négociation des révisions au contrat de conception-construction. Les révisions devraient avoir une incidence importante sur les estimations de coûts du projet et sur l'échéancier d'achèvement du projet. Des incertitudes subsisteront à l'égard des coûts et de l'échéancier.

Autres projets de développement
OPG participe à de nombreux autres projets de développement hydroélectrique et étudie la possibilité de remettre en état des centrales nucléaires existantes. Ces projets comportent de nombreux risques, y compris la hausse des coûts des matières et de l'équipement et les retards d'obtention des permis et des approbations.

Hausse des coûts des matières et de l'équipement
Les coûts et la disponibilité des matières premières et de l'équipement constituent des facteurs importants des projets de production électrique. La conjoncture économique récente a précipité la chute des prix de nombreuses marchandises. Cependant, le coût de l'équipement important requis pour les projets de construction civile pourrait éventuellement dépasser les prévisions, en partie du fait de la rareté de main-d'œuvre qualifiée et du crédit. OPG surveillera de façon continue les coûts de ces intrants de production et tendances afin d'être informée des problèmes nouveaux.

Retards d'obtention des permis et des approbations
Tout projet de développement de capacité de production exige une multitude de permis et d'approbations. Les retards imprévus dans l'obtention des permis ou des approbations, qui pourraient toucher diverses parties prenantes externes, pourraient entraîner des retards dans l'avancement des travaux ou, au bout du compte, l'annulation d'un projet. OPG s'efforce d'atténuer les risques associés aux retards d'obtention des permis et des approbations en contactant rapidement les organismes gouvernementaux concernés et en restant constamment en communication avec eux, en consultant diligemment les parties prenantes externes et en surveillant continuellement le rendement de l'entrepreneur au chapitre de l'obtention des permis.

Risques financiers
OPG est exposée à un certain nombre de risques liés au marché financier qui pourraient avoir une incidence défavorable sur son rendement financier et son exploitation. Bon nombre de ces risques découlent de l'exposition d'OPG au risque lié à la volatilité des marchés des marchandises, des marchés boursiers, des coûts liés aux régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite, des taux de change et des taux d'intérêt. OPG gère ces nombreux risques complexes afin de réduire l'incertitude ou d'atténuer leur incidence négative potentielle sur les résultats financiers de la Société. En dépit des mesures de gestion des risques prises par OPG, il existe un risque résiduel d'incidence négative sur les résultats financiers en raison de la volatilité des marchés.

Structure de gouvernance de la gestion des risques

Le conseil d'administration d'OPG a approuvé, et la direction a mis en œuvre, une structure de gouvernance de gestion des risques servant à déterminer, évaluer et surveiller les activités de gestion des principaux risques à l'échelle de la Société et à en faire rapport. Ces activités sont coordonnées par un groupe centralisé de gestion des risques, dirigé par le responsable de la gestion des risques. La structure de gouvernance d'OPG qui soutient sa fonction de gestion des risques est présentée ci-après.

En 2008, OPG a mis au point une nouvelle approche en matière de gestion des risques qui permet à la Société de repérer les risques importants et d'en établir l'ordre de priorité, ainsi que d'évaluer leur incidence sur les objectifs précis du plan d'affaires. En outre, un comité directeur de gestion des risques, composé des chefs des unités fonctionnelles et présidé par le chef des finances, a été créé.

Le processus d'évaluation de la gestion des risques d'OPG est exhaustif et pleinement intégré et permet d'évaluer, sur une base continue, l'efficacité des activités d'atténuation des risques à l'égard des risques importants auxquels la Société fait face. Les résultats de l'évaluation sont communiqués chaque trimestre au comité de vérification et de gestion des risques par le responsable de la gestion des risques.

Activités de gestion des risques

OPG est confrontée à une grande variété de risques en raison de ses activités. Aux fins de présentation de l'information, ces risques ont été regroupés dans les cinq catégories suivantes : i) les risques d'exploitation, ii) les risques financiers, iii) le risque lié à la réglementation, iv) le risque d'entreprise et v) les risques environnementaux. Chacune de ces cinq catégories comprend des risques importants qui sont décrits brièvement ci-dessous.

Risques d'exploitation

Les risques d'exploitation s'entendent des risques qui sont en règle générale inhérents à l'exploitation des installations de production d'électricité. Ils peuvent entraîner l'interruption des activités des centrales ou rendre incertaine la production future. L'ensemble des centrales nucléaires, hydroélectriques et à combustible fossile sont confrontées à des risques en fonction de l'âge des centrales et de la technologie.

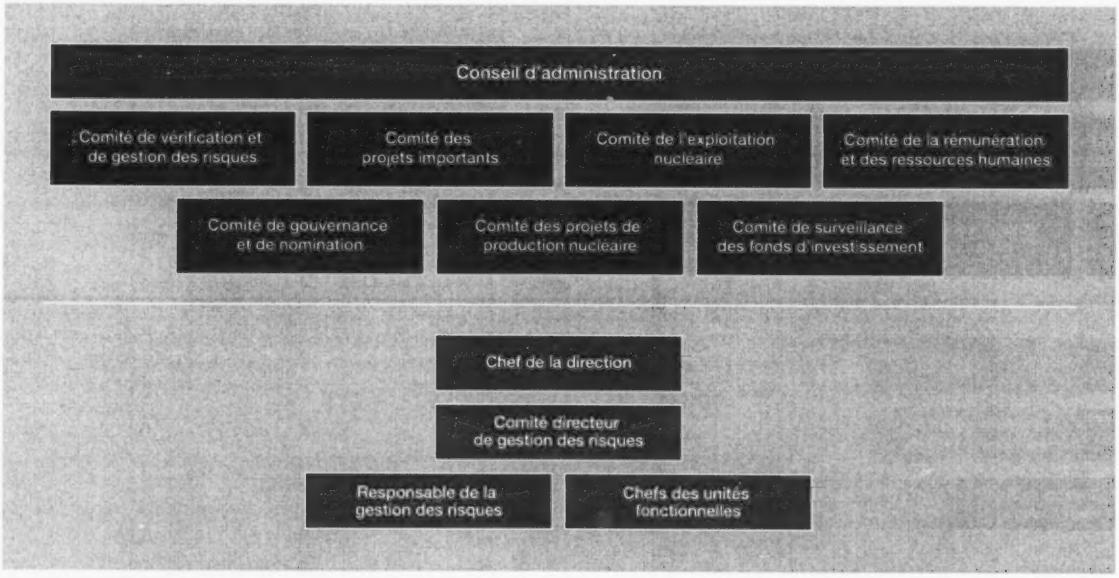
OPG est également exposée à des risques d'exploitation liés au portefeuille d'importants projets de mise en valeur de centrales, en cours ou prévus.

Centrales nucléaires

L'incertitude associée à la production des centrales nucléaires d'OPG découle principalement de l'état des composantes et systèmes des centrales, qui subissent les effets du vieillissement. Pour relever ce défi, OPG a mis en œuvre des programmes complets d'inspection et de maintenance afin de surveiller le rendement et de déterminer quelles sont les mesures correctives requises pour lui permettre d'exercer ses activités de façon fiable et selon les paramètres de conception.

Il arrive que des composantes des centrales se détériorent de manière inattendue, forçant les exploitants à intensifier la surveillance, à mener d'importants travaux de réparation ou à prendre des mesures correctives exceptionnelles. Le déclassement d'une unité nucléaire pourrait survenir afin de maintenir une marge d'exploitation sûre. Lorsque des risques imprévus surgissent, un programme de surveillance précis est établi. La principale incidence de ces nouveaux risques sur OPG est une augmentation des coûts d'exploitation à long terme. L'atténuation de tels risques pourrait engendrer des travaux supplémentaires pendant les interruptions, ce qui pourrait accroître le nombre d'interruptions ou prolonger la durée des interruptions planifiées.

Structure de gouvernance de la gestion des risques d'OPG



Contrôles hydroélectriques
L'incertitude est inhérente aux prévisions sur les niveaux d'eau pour la production hydroélectrique, étant donné leur fluctuation d'une année à l'autre en raison surtout des conditions climatiques. Cette incertitude se répercute inévitablement sur les prévisions de production hydroélectrique. OPG gère ce risque lié aux conditions hydrologiques au moyen de modèles de prévisions de production, qui tiennent compte des caractéristiques d'efficience, des conditions hydrologiques et des indisponibilités prévues. Les données sont évaluées par rapport aux modèles, examinées et rajustées sur une base continue.

Le risque associé à l'incertitude à l'égard des niveaux d'eau est partiellement atténué par le compte d'écart de production hydroélectrique établi pour les centrales hydroélectriques réglementées d'OPG.

L'âge des centrales hydroélectriques d'OPG varie. Plus de 75 % des centrales hydroélectriques ont plus de 50 ans. En raison de la variabilité et de l'âge de l'équipement et des composantes civiles, il existe un risque que certaines installations nécessitent des investissements importants à court terme afin d'en maintenir la fiabilité. OPG gère ce risque lié à la fiabilité en effectuant des travaux de maintenance continus des principales composantes, des examens techniques, des évaluations de l'état des centrales, ainsi que des inspections pour déterminer les travaux qui seront nécessaires au maintien et, au besoin, à la mise à niveau des centrales.

Le secteur Production hydroélectrique exploite 239 barrages à l'échelle de la Province. L'exploitation des barrages est assujettie aux règlements provinciaux touchant la sécurité des barrages établis par le ministère des Ressources naturelles. Les modifications de ces règlements par le ministère pourraient se traduire par des améliorations structurelles coûteuses pour plusieurs centrales hydroélectriques d'OPG.

Centrales à combustible fossile
En mai 2008, la Province a annoncé les nouveaux plafonds annuels d'émission de CO_2 pour les centrales alimentées au charbon d'OPG afin d'assurer qu'elles réduisent d'ici 2011 leurs émissions des deux tiers par rapport aux niveaux de 2003. Aux termes de la déclaration de l'actionnaire datée du 15 mai 2008 et de la résolution de l'actionnaire datée du 16 mai 2008, OPG est tenue d'élaborer une stratégie de mise en œuvre des mesures de réduction en 2009 et 2010, sur une base prévisionnelle. OPG doit maintenir la disponibilité opérationnelle de ces stations pour répondre aux demandes de pointe, de sorte que la nouvelle stratégie d'exploitation aura une incidence négative sur les revenus et les coûts d'exploitation des unités alimentées au charbon. La Province a consenti à ce qu'OPG recouvre la valeur comptable nette et les coûts permanents liés aux centrales Lambton et Nanticoke au cours de la période allant de 2009 à 2014.

Principaux projets de développement
Les nombreux projets entrepris par OPG visent à améliorer et à accroître le portefeuille de production d'électricité. Les risques associés à ces projets pourraient avoir des répercussions défavorables sur le rendement financier de la Société. Les principaux projets sont les nouvelles unités de production nucléaire sur le site de la centrale Darlington, la remise en état potentielle des centrales nucléaires existantes, le projet du tunnel de Niagara et d'autres projets liés à la production hydroélectrique et à la production à combustible fossile.

Nouvelles unités de production nucléaire
OPG participe au processus d'approvisionnement du gouvernement de l'Ontario visant à sélectionner un fournisseur de réacteurs nucléaires pour la province d'Ontario. Une fois le fournisseur sélectionné, OPG assurera la gestion de ce projet pluriannuel complexe. D'après l'expérience tirée d'autres nouveaux projets de production nucléaire en cours ailleurs dans le monde, ce projet comporte des risques considérés comme importants. La détermination et la gestion des risques font partie intégrante du processus de sélection d'un fournisseur de réacteurs nucléaires.

Tunnel de Niagara
Au 31 décembre 2008, les progrès du tunnelier continuaient d'être moins rapides que prévu dans l'échéancier initial de l'entrepreneur, principalement en raison de hors-profils excédentaires du schiste Queenston de la couronne du tunnel. OPG et l'entrepreneur utilisent les recommandations du Comité d'examen de litiges comme base de négociation des révisions au contrat de conception-construction. Les révisions devraient avoir une incidence importante sur les estimations de coûts du projet et sur l'échéancier d'achèvement du projet. Des incertitudes subsisteront à l'égard des coûts et de l'échéancier.

Autres projets de développement
OPG participe à de nombreux autres projets de développement hydroélectrique et étudie la possibilité de remettre en état des centrales nucléaires existantes. Ces projets comportent de nombreux risques, y compris la hausse des coûts des matières et de l'équipement et les retards d'obtention des permis et des approbations.

Hausse des coûts des matières et de l'équipement
Les coûts et la disponibilité des matières premières et de l'équipement constituent des facteurs importants des projets de production électrique. La conjoncture économique récente a précipité la chute des prix de nombreuses marchandises. Cependant, le coût de l'équipement important requis pour les projets de construction civile pourrait éventuellement dépasser les prévisions, en partie du fait de la rareté de main-d'œuvre qualifiée et du crédit. OPG surveillera de façon continue les coûts de ces intrants de production et tendances afin d'être informée des problèmes nouveaux.

Retards d'obtention des permis et des approbations
Tout projet de développement de capacité de production exige une multitude de permis et d'approbations. Les retards imprévus dans l'obtention des permis ou des approbations, qui pourraient toucher diverses parties prenantes externes, pourraient entraîner des retards dans l'avancement des travaux ou, au bout du compte, l'annulation d'un projet. OPG s'efforce d'atténuer les risques associés aux retards d'obtention des permis et des approbations en contactant rapidement les organismes gouvernementaux concernés et en restant constamment en communication avec eux, en consultant diligemment les parties prenantes externes et en surveillant continuellement le rendement de l'entrepreneur au chapitre de l'obtention des permis.

Risques financiers
OPG est exposée à un certain nombre de risques liés au marché financier qui pourraient avoir une incidence défavorable sur son rendement financier et son exploitation. Bon nombre de ces risques découlent de l'exposition d'OPG au risque lié à la volatilité des marchés des marchandises, des marchés boursiers, des coûts liés aux régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite, des taux de change et des taux d'intérêt. OPG gère ces nombreux risques complexes afin de réduire l'incertitude ou d'atténuer leur incidence négative potentielle sur les résultats financiers de la Société. En dépit des mesures de gestion des risques prises par OPG, il existe un risque résiduel d'incidence négative sur les résultats financiers en raison de la volatilité des marchés.

Marchés des marchandises

Des hausses imprévisibles du prix des combustibles servant à produire l'électricité pourraient avoir des répercussions négatives sur le bénéfice d'OPG. Afin de gérer ce risque, OPG a un programme de couverture sur combustibles qui comprend des contrats à prix fixes et à prix indexés, de même que des produits dérivés approuvés.

Le risque associé aux variations du prix des combustibles requis pour les activités nucléaires d'OPG est atténué en partie par le compte d'écarts sur combustible nucléaire établi par la CEO dans sa récente décision à l'égard des montants des paiements réglementés d'OPG.

Les revenus d'OPG sont également touchés par les variations du tarif du marché général ou du marché au comptant de l'électricité. La Société prend des mesures, notamment effectuer des ventes à terme à prix fixes, pour limiter l'incidence potentielle des variations extrêmes du prix du marché au comptant sur la marge brute. En 2009, l'incidence d'une différence de 1 $/MWh entre le tarif de l'électricité sur le marché au comptant et le prix moyen annuel prévu à l'interne par OPG sera d'environ 20 millions de dollars. Cette différence a une incidence à la fois linéaire et symétrique qui tient compte de la probabilité relativement faible que la hausse ou la baisse du tarif du marché au comptant de l'électricité puisse se traduire par un rendement financier imprévu.

Les pourcentages de la production, des exigences en matière d'émissions et des besoins en combustible prévus couverts d'OPG sont les suivants :

	2009	2010	2011
Production estimative couverte[1]	89 %	83 %	83 %
Besoins en combustible estimatifs couverts[2]	99 %	87 %	77 %
Exigences en matière d'émissions de monoxyde d'azote («NO») estimatives couvertes[3]	100 %	100 %	100 %
Exigences en matière d'émissions de SO_2 estimatives couvertes[3]	100 %	100 %	100 %

1 Représente la tranche en mégawattheures de la production future prévue, y compris les achats d'électricité, pour laquelle la Société détient des engagements et des contrats de vente, y compris les obligations en vertu d'engagements de prix réglementés, les conventions avec la SIERE, les ventes aux enchères de l'OEO et la limite de revenus sur les actifs non réglementés d'OPG (qui prend fin le 30 avril 2009).

2 Représentent la tranche approximative en mégawattheures de la production prévue (et l'objectif de fin d'exercice pour le stock de combustible fossile) de tous les types d'installations (production d'origine fossile, nucléaire et hydroélectrique) pour laquelle OPG a conclu des ententes ou a des obligations contractuelles pour garantir le niveau de disponibilité attendu ou le prix du combustible ou encore les services liés au combustible. Le combustible excédentaire en stock pendant une année donnée est attribué à l'année suivante afin de mesurer les ratios de couverture. Comme la production hydroélectrique subit surtout l'influence des prévisions météorologiques et des régimes climatiques, on présume que les ratios de couverture sur combustibles pour les installations hydroélectriques sont de 100 %.

3 Représentent la tranche approximative en mégawattheures de la production d'origine fossile prévue pour laquelle OPG a acheté, s'est vu affecter ou a reçu des quotas et des crédits de réduction des émissions afin de respecter ses obligations en vertu du règlement 397/01 de l'Ontario en matière d'environnement.

Marchés boursiers

La volatilité ou une perte imprévue attribuable à la baisse de la valeur de marché de titres de capitaux propres et/ou des indices boursiers se répercuterait négativement sur la valeur des actifs des Fonds nucléaires et des régimes de retraite d'OPG.

Risque de marché des Fonds nucléaires

Le faible rendement des marchés des capitaux mondiaux a eu une incidence négative sur la valeur de marché des placements détenus dans le Fonds de déclassement. Bien que le Fonds de déclassement ait été sous-financé à la fin de 2008, OPG n'est pas tenue, aux termes de l'ONFA conclue entre OPG et la Province, d'augmenter les contributions au Fonds de déclassement avant l'approbation, en 2011, d'un nouveau plan de référence en vertu de l'ONFA.

La baisse de valeur du Fonds de déclassement a eu des conséquences pour OPG qui ont été partiellement neutralisées par la création du compte d'écarts sur les revenus et les coûts de Bruce, qui absorbe les pertes sur les Fonds nucléaires liées aux centrales Bruce.

En ce qui a trait au Fonds pour combustible irradié, la Province garantit un taux de rendement annuel de 3,25 %, plus la variation de l'indice des prix à la consommation de l'Ontario, pour les premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié. Par cette garantie de taux de rendement, la Province assume le risque lié au taux de rendement et, par conséquent, la volatilité du marché ne se répercute pas sur le bénéfice qu'OPG tire de ce fonds.

Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite

Les avantages postérieurs à l'emploi d'OPG comprennent les régimes de retraite, l'assurance-vie collective, l'assurance des soins de santé et l'assurance en cas d'invalidité prolongée. Le régime de retraite agréé de la Société est un régime contributif à prestations déterminées, indexé pour tenir compte de l'inflation et couvrant la plupart des employés permanents et des retraités.

Il est fréquent que les actifs des régimes de retraite à prestations déterminées soient investis en grande partie dans les actions, étant donné les rendements à long terme attrayants du marché boursier. En raison de la récente volatilité sur les marchés mondiaux, il existe un risque important que les objectifs en matière de rendement des actifs ne soient pas atteints.

Les cotisations aux régimes de retraite d'OPG sont calculées au moyen d'évaluations actuarielles, qui sont déposées auprès des organismes de réglementation appropriés au moins tous les trois ans. La plus récente évaluation déposée a été effectuée en date du 1er janvier 2008. Par suite de cette évaluation, OPG versera des cotisations annuelles aux régimes de retraite pour 2009 et 2010 respectivement d'environ 260 millions de dollars et 270 millions de dollars. La prochaine évaluation devra être réalisée en date du 1er janvier 2011 au plus tard. Le montant des cotisations pour 2011 et pour les deux années suivantes sera tributaire d'un certain nombre de facteurs, y compris le rendement futur des placements et les modifications des hypothèses actuarielles.

Les coûts et les obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont calculés en fonction d'hypothèses, notamment le taux de rendement à long terme des actifs des régimes, les taux d'actualisation des obligations au titre des régimes de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi, les prévisions à l'égard du nombre d'années de service des employés, les augmentations de salaire, l'inflation et les tendances des coûts des soins de santé. Ces hypothèses peuvent faire l'objet de modifications importantes, étant donné qu'elles nécessitent un jugement et comportent des incertitudes. Les hypothèses les plus importantes utilisées dans le calcul du montant net des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite comprennent les taux d'actualisation des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, le rendement prévu des actifs des caisses de retraite et le taux d'inflation prévu des prestations de retraite.

Les actifs des régimes, les obligations au titre des prestations à verser, les charges au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les cotisations aux régimes de retraite pourraient être considérablement touchés dans l'avenir par les modifications notables des hypothèses selon les fluctuations sur les marchés des capitaux, les gains ou pertes actuariels, les modifications des régimes et de l'environnement réglementaire, les dessaisissements et le facteur d'incertitude relative à la mesure intégré dans l'évaluation actuarielle.

Risque de change et risque de taux d'intérêt

Les résultats financiers d'OPG sont exposés au risque de la volatilité du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain, puisque le combustible acheté pour les centrales à combustible fossile et les centrales nucléaires est payé en dollars américains. L'ampleur de cette volatilité est en grande partie tributaire du volume de combustible acheté. En outre, le prix du marché de l'électricité en Ontario est assujetti au taux de change en raison de l'interaction entre les marchés interconnectés de l'Ontario et des États américains avoisinants. Pour gérer ce risque, OPG a recours à divers instruments financiers, comme les contrats à terme et les dérivés, conformément aux politiques de gestion des risques approuvées.

OPG court un risque de taux d'intérêt pour ses programmes d'emprunts et de placements à court terme. La majeure partie de la dette existante d'OPG porte intérêt à des taux fixes. Le risque de taux d'intérêt découle du besoin de souscrire de nouveaux financements et de l'ajout possible de dettes à taux variable. Ce risque est géré par un éventail d'activités de couverture au moyen d'instruments dérivés, en conformité avec les politiques de gestion des risques de la Société. OPG recourt périodiquement à des swaps de taux d'intérêt pour atténuer des éléments de risque de taux d'intérêt associés à du nouveau financement prévu. Au 31 décembre 2008, OPG avait des swaps de taux d'intérêt en cours d'un notionnel de 272 millions de dollars.

Négociation

Les activités de négociation d'OPG sont étroitement surveillées, et l'évaluation des risques globaux ainsi que les rapports sur ces évaluations sont présentés à la haute direction quotidiennement. Le risque lié aux activités de négociation est évalué au moyen d'une mesure connue sous le nom de «valeur à risque» ou «VaR», définie comme la perte potentielle future d'un portefeuille en termes monétaires, en fonction de conditions de marché normales et pour une période déterminée. En 2008, l'utilisation de la VaR a fluctué dans une fourchette allant de 0,9 million de dollars à 4,2 millions de dollars, alors qu'elle se situait entre 0,5 million de dollars et 2,0 millions de dollars pour l'exercice précédent.

Crédit

La Société est exposée au risque de crédit par le truchement des ventes et des activités de négociation d'électricité ainsi que des transactions commerciales avec ses divers fournisseurs de biens et de services. Le risque de crédit associé aux ventes d'électricité d'OPG est considéré comme faible, puisque la plus grande partie des ventes est effectuée sur le marché au comptant géré par la SIERE. La SIERE surveille le degré de solvabilité de tous les intervenants du marché.

OPG gère le risque lié aux divers fournisseurs ou «risque de contrepartie» en évaluant la situation financière de toutes les contreparties et en s'assurant que des garanties appropriées ou d'autres formes de sûretés sont fournies à OPG.

Le tableau qui suit présente un sommaire de l'exposition d'OPG au risque de crédit lié à toutes les contreparties au 31 décembre 2008.

			Risque possible pour les contreparties les plus importantes	
Notation de crédit[1]	Nombre de contreparties[2]	Risque possible[3]	Nombre de contreparties	Risque de contrepartie
		(en millions de dollars)		(en millions de dollars)
Qualité supérieure	162	117	4	84
Qualité inférieure	53	111	6	93
SIERE[4]	1	471	1	471
Total	216	699	11	648

1 Les notes sont le résultat de l'analyse faite par OPG, qui s'appuie sur les analyses disponibles des agences de notation externes, de même que sur le soutien de crédit fourni par l'intermédiaire de garanties de la société mère, des lettres de crédit ou d'autres sûretés fournies.

2 Les contreparties d'OPG sont définies par chaque accord global.

3 Le risque possible est l'appréciation statistique par OPG du risque maximal sur la durée de vie de chaque opération selon un intervalle de confiance de 95 %.

4 Le risque de crédit assumé par la SIERE a atteint un sommet de 897 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 et de 883 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007.

Liquidités
OPG exerce ses activités dans un secteur hautement capitalistique. Des ressources financières importantes sont nécessaires au financement des projets d'amélioration des immobilisations et des programmes de maintenance connexes des centrales. De plus, la Société a d'autres dépenses importantes comme les investissements dans de nouvelles capacités de production, les obligations de capitalisation annuelles en vertu de l'ONFA, la capitalisation des régimes de retraite et le remboursement de dettes à l'échéance auprès de la SFIÉO. OPG doit s'assurer qu'elle a la capacité financière et un accès suffisant à du financement à coût économique pour financer ses besoins de capitaux. La section *Situation de trésorerie et sources de financement* traite plus en détail des liquidités de l'entreprise.

Risques liés à la réglementation
OPG est assujettie à la réglementation d'organismes comme la CEO et de la CCSN. À titre d'entité réglementée, OPG est exposée à certains risques, y compris l'incapacité de recouvrer les coûts, la diminution des revenus, l'augmentation des coûts d'exploitation et les interruptions non planifiées. Les incidences défavorables de ces risques sont atténuées en maintenant des relations étroites avec les organismes de réglementation et les organismes émetteurs de normes et de codes afin de relever rapidement les problèmes et d'en discuter.

Réglementation des tarifs
Les tarifs de l'électricité produite par la plupart des centrales hydroélectriques de base et par toutes les centrales nucléaires exploitées par OPG sont établis par la CEO au moyen d'une méthode fondée sur les coûts prévus de prestation de service. Ils seront en vigueur jusqu'à la date effective de la prochaine ordonnance de la CEO. Comme c'est le cas pour tous les tarifs réglementés établis au moyen d'une telle méthode, il existe un risque que les tarifs établis par l'organisme de réglementation ne permettent pas de recouvrir tous les coûts réels engagés au titre des activités à tarifs réglementés ou que les activités à tarifs réglementés ne génèrent pas un rendement au taux approuvé.

Exigences de la réglementation nucléaire
L'incertitude associée aux exigences de la réglementation nucléaire est liée surtout au vieillissement des centrales, aux risques technologiques et aux modifications des codes techniques. Le fait de satisfaire à ces exigences de façon proactive contribue à hausser les coûts d'exploitation et peut, dans certains cas, entraîner une réduction de la capacité de production d'une centrale ou le remplacement précoce d'une composante.

OPG gère l'incertitude liée aux exigences de la réglementation nucléaire en maintenant des relations étroites avec l'organisme de réglementation et les organismes émetteurs de normes et de codes afin de relever rapidement les problèmes et d'en discuter.

Risques d'entreprise

Ressources humaines
OPG continue d'être exposée au risque associé à la disponibilité de ressources compétentes et expérimentées. Il sera très urgent de continuer à atténuer ce risque, en raison du pourcentage élevé d'employés qui seront admissibles à la retraite. À cet effet, OPG a mis en œuvre une stratégie de renouvellement du personnel en 2008, qui comporte des stratégies ambitieuses d'embauche, la planification de la main-d'œuvre et une analyse continue du potentiel de pénurie.

OPG a démontré son engagement renouvelé à bâtir et à renforcer ses capacités internes en élaborant un modèle intégré de compétences en leadership, en orientant ses efforts sur la planification de la relève et en améliorant le programme de formation du personnel d'encadrement.

Santé et sécurité
Il existe, chez OPG, une solide culture de la sécurité, démontrée par l'amélioration continuelle des systèmes de gestion de la sécurité et du programme de contrôle des risques. L'importance de la sécurité est sans cesse renforcée dans les règles de sécurité de la Société, qui insistent sur la nécessité de normes plus élevées en matière de responsabilité et de formation dans les secteurs à risque élevé.

L'engagement de la Société envers la santé et la sécurité est également mis en évidence dans le programme de gestion des situations d'urgence d'OPG. Ce programme vise à réagir à des incidents ou à des événements qui pourraient menacer la sécurité des diverses parties prenantes ainsi que la continuité des activités d'OPG. Le programme est conforme à la réglementation provinciale et fédérale qui contient les exigences en matière de prévention des urgences, de protection civile et d'intervention.

Réputation de l'entreprise
À titre de fournisseur d'une partie importante de l'électricité de la Province, il est essentiel pour OPG de maintenir une réputation sans tache. OPG s'efforce d'établir et de maintenir sa réputation au moyen de nombreuses pratiques, y compris des programmes d'engagement social à l'échelle de la Province, des pratiques de gouvernance appropriées et transparentes et la communication efficace avec les parties prenantes. En outre, OPG met sur pied des programmes d'amélioration continue de diverses activités d'assurance et de gestion des risques.

Risques environnementaux
Les modifications des lois environnementales ou les retards dans la mise en œuvre du calendrier actuel de la politique de fermeture des centrales alimentées au charbon pourraient entraîner des risques de conformité pouvant nécessiter l'installation d'équipement ou de technologies de contrôle additionnels ainsi que l'achat de crédits de réduction des émissions supplémentaires, ou réduire la production des centrales à combustible fossile. De plus, le fait d'enfreindre les lois environnementales applicables pourrait donner lieu à des mesures coercitives, y compris la possibilité d'ordonnances ou d'accusations. Par ailleurs, certaines activités d'OPG peuvent contaminer les sols ou l'eau, ce qui nécessiterait des mesures de décontamination. La responsabilité éventuelle associée à de tels événements pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise.

Pour pouvoir atteindre les objectifs fédéraux et provinciaux de réduction des émissions de GES déjà abordés à la section *Gérance environnementale*, il est possible qu'OPG doive soit réduire certaines émissions de GES soit acheter des crédits compensatoires, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur OPG.

OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Étant donné que la Province détient l'ensemble des actions d'OPG, les parties liées comprennent la Province, les autres sociétés issues du regroupement d'Ontario Hydro, dont Hydro One Inc. («Hydro One»), la SIERE et la SFIÉO. OPG conclut aussi des opérations entre parties liées avec ses coentreprises. Les opérations entre OPG et les parties liées sont mesurées à la valeur d'échange, soit la valeur de la contrepartie qui a été établie et acceptée par les parties liées.

Les opérations se résument comme suit :

(en millions de dollars)	Revenus	Charges	Revenus	Charges
	2008		2007	
Hydro One				
Ventes d'électricité	35	–	28	–
Services	–	7	–	12
Province d'Ontario				
Frais sur les revenus bruts et les droits d'utilisation de l'eau et impôt foncier	–	151	–	129
Garanties	–	4	–	8
Garantie du taux de rendement du Fonds pour combustible irradié	–	(971)	–	(130)
Excédent de capitalisation du Fonds de déclassement	–	(3)	–	(291)
SFIÉO				
Frais sur les revenus bruts et impôt foncier de remplacement	–	215	–	199
Intérêts créditeurs sur les montants à recevoir	–	–	–	(6)
Intérêts débiteurs sur les effets à long terme	–	215	–	187
Impôts sur le capital	–	36	–	35
Impôts sur les bénéfices	–	88	–	(51)
Frais d'indemnisation	–	–	–	–
SIERE				
Ventes d'électricité	5 330	127	5 094	104
Rabais associé à la limite de revenus	(277)	–	(227)	–
Services connexes	155	–	145	–
Divers	–	–	–	1
	5 243	(131)	5 040	197

Au 31 décembre 2008, les débiteurs ne comportaient aucun montant à recevoir de Hydro One (2 millions de dollars en 2007) et 207 millions de dollars à recevoir de la SIERE (179 millions de dollars en 2007). Les créditeurs et les charges à payer au 31 décembre 2008 incluaient un montant de 1 million de dollars (2 millions de dollars en 2007) à payer à Hydro One.

GOUVERNANCE

Gouvernance

Le Règlement 58-101, *Information concernant les pratiques en matière de gouvernance*, a été mis en application par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières pour donner une plus grande transparence sur le marché à l'égard des pratiques en matière de gouvernance des émetteurs. L'information concernant le conseil d'administration d'OPG se présente comme suit :

Conseil d'administration et administrateurs

Le conseil d'administration d'OPG est constitué de 12 personnes ayant de solides compétences en gestion et restructuration de grandes entreprises, en gestion et exploitation de centrales nucléaires, en gestion de sociétés hautement capitalistiques, en finance et en matière de marchés financiers, et en surveillance des relations avec les organismes de réglementation, les gouvernements et le public. Le conseil exerce sa surveillance indépendante de la direction comme suit : la majorité des membres du conseil sont indépendants de la Société; les réunions du conseil sont tenues au moins six fois par année; une charte a été adoptée pour le conseil et pour chacun des comités du conseil; chaque comité est présidé par un administrateur indépendant, et une partie de chaque réunion du conseil et des comités est réservée afin que les administrateurs se rencontrent en l'absence des membres de la direction. Le conseil délimite le rôle et les responsabilités respectives du conseil et du président et chef de la direction au moyen de règlements administratifs, de la charte du conseil, des politiques du conseil et des buts et objectifs annuels du président et chef de la direction. Tous les administrateurs présentés sont indépendants aux termes de l'article 1.4 du Règlement 52-110 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières, à l'exception de Jim Hankinson, qui est président et chef de la direction d'OPG, et de Gary Kugler, qui est président du conseil d'administration de la Société de gestion des déchets nucléaires («SGDN»).

À la demande du conseil d'administration, M. Kugler agit à titre d'administrateur et de président du conseil d'administration de la SGDN, une organisation qui est en fait contrôlée par OPG en vertu de la responsabilité financière plus grande d'OPG à l'égard du combustible nucléaire. Le conseil d'administration est d'avis que l'exercice par M. Kugler de la fonction de président du conseil d'administration est dans l'intérêt d'OPG, de la SGDN et des intervenants d'OPG, compte tenu de l'expérience et des connaissances approfondies que M. Kugler possède de l'industrie nucléaire au Canada, et n'entrave en rien sa capacité d'exercer un jugement impartial et d'assumer ses responsabilités comme membre du comité de vérification et de gestion des risques d'OPG. Par conséquent, le conseil d'administration d'OPG a établi qu'il est approprié que M. Kugler soit un membre non indépendant de ces comités, conformément au Règlement 52-110.

Rapport de gestion

Les personnes suivantes sont les administrateurs d'OPG au 13 février 2009.

Jake Epp
Âge : 69 ans
Calgary, Alberta (Canada)

Jake Epp a été nommé président du conseil d'administration d'Ontario Power Generation Inc. en avril 2004. Il a exercé la fonction de président du conseil d'administration par intérim de décembre 2003 jusqu'à sa nomination à sa fonction actuelle. Jake Epp a été membre du comité d'examen du gouvernement provincial créé en décembre 2003 et présidé par John Manley, dont le mandat était d'examiner le rôle futur d'OPG sur le marché ontarien de l'électricité, de revoir sa structure d'entreprise et de direction et de décider si OPG devrait aller de l'avant avec la remise à neuf de trois réacteurs nucléaires de plus à la centrale nucléaire Pickering A. Le comité a présenté son rapport au gouvernement en mars 2004. En mai 2003, Jake Epp a été choisi par le gouvernement de l'Ontario pour diriger un groupe spécial chargé d'analyser les retards et les dépassements de coûts à la centrale nucléaire Pickering A. Les conclusions du groupe spécial ont été publiées dans un rapport en décembre 2003. M. Epp est aussi accrédité par l'Institut des administrateurs de sociétés.

Membre du conseil d'administration/des comités :	**Présences en 2008**	
Conseil d'administration (depuis décembre 2003)	7 sur 7	100 %
Comité de la rémunération et des ressources humaines (depuis novembre 2004)	7 sur 7	100 %
Comité de gouvernance et de nomination (depuis août 2005)	3 sur 3	100 %
Comité des projets de production nucléaire (depuis novembre 2006)	6 sur 6	100 %
Le président du conseil assiste à toutes les réunions des autres comités.	17 sur 17	100 %

Fonction principale :
Président du conseil d'administration d'Ontario Power Generation Inc.

Administrateur d'autres émetteurs assujettis :
Sans objet

Indépendance à l'égard d'OPG :
Indépendant

Appartenance à des conseils d'administration interdépendants d'autres émetteurs assujettis :
Aucune

James F. Hankinson
Âge : 65 ans
Toronto, Ontario (Canada)

James Hankinson a été nommé président et chef de la direction d'Ontario Power Generation Inc. en mai 2005. Il possède une solide expérience en gestion dans les secteurs de l'énergie, du transport, des ressources et de la fabrication. De 1996 à 2002, il a été président et chef de la direction de la Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick. Dans le cadre de cette fonction, il a largement contribué à redresser le rendement d'exploitation et la situation financière d'Énergie NB. En 1973, il s'est joint à Canadien Pacifique Limitée où il a occupé le poste de chef de l'exploitation de 1990 à 1995. M. Hankinson est comptable agréé et est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires de l'Université McMaster ainsi que d'un doctorat honorifique en droit de l'Université Mount Allison. Il est aussi membre des conseils d'administration de CAE Inc. et d'Aliments Maple Leaf Inc.

Membre du conseil d'administration/des comités :	**Présences en 2008**	
Conseil d'administration (depuis décembre 2003)	7 sur 7	100 %
Le président et chef de la direction assiste à toutes les réunions des comités.	32 sur 33	97 %

Fonction principale :
Président et chef de la direction, Ontario Power Generation Inc.

Administrateur d'autres émetteurs assujettis :
CAE Inc.
Aliments Maple Leaf Inc.

Indépendance à l'égard d'OPG :
Non indépendant (membre de la direction)

Appartenance à des conseils d'administration interdépendants d'autres émetteurs assujettis :
Aucune

Donald Hintz
Âge : 66 ans
Punta Gorda, Floride (États-Unis)

Avant de prendre sa retraite comme président d'Entergy Corporation, Donald Hintz était chargé des actifs de production de 30 000 mégawatts d'Entergy, comprenant dix centrales nucléaires. Avant d'accéder à cette fonction de président, il a été, pendant sept ans, président et chef de la direction d'Entergy Operations Inc. où il a supervisé l'amélioration des activités nucléaires d'Entergy dont le rendement a atteint le premier quartile. M. Hintz est actuellement membre du conseil d'administration d'Entergy Corporation et a été, jusqu'en mai 2008, président de l'American Nuclear Society, une organisation internationale regroupant plus de 10 500 scientifiques et ingénieurs dans le domaine nucléaire. Il est bachelier ès sciences en génie chimique de l'Université du Wisconsin, et il a réussi le programme exécutif en services publics de l'Université du Michigan et le programme de gestion avancée de l'Harvard Business School.

Membre du conseil d'administration/des comités :	**Présences en 2008**	
Conseil d'administration (depuis octobre 2004)	7 sur 7	100 %
Comité de la rémunération et des ressources humaines (depuis novembre 2004)	7 sur 7	100 %
Comité de l'exploitation nucléaire* (depuis novembre 2004)	5 sur 5	100 %
Comité des projets de production nucléaire (depuis novembre 2006)	6 sur 6	100 %

* Président du comité

Fonction principale :
Président à la retraite d'Entergy Corporation

Administrateur d'autres émetteurs assujettis :
Entergy Corporation

Indépendance à l'égard d'OPG :
Indépendant

Appartenance à des conseils d'administration interdépendants d'autres émetteurs assujettis :
Aucune

Gary Kugler
Âge : 68 ans
Burlington, Ontario (Canada)

Gary Kugler agit à titre de président du conseil d'administration de la Société de gestion des déchets nucléaires. Il a pris sa retraite du poste de vice-président principal, Produits et services nucléaires, au sein d'Énergie atomique du Canada Limitée («EACL»). Il était responsable de la totalité des activités commerciales d'EACL, y compris les ventes et les services de centrales nucléaires à l'échelle mondiale. Durant ses 34 ans de service auprès d'EACL, il a également occupé divers postes techniques, de gestion de projets et de développement de marchés. Avant de se joindre à l'EACL, M. Kugler a servi comme pilote dans l'Aviation canadienne. Il est titulaire d'un baccalauréat ès sciences avec spécialisation en physique et d'un doctorat en physique nucléaire de l'Université McMaster.

Membre du conseil d'administration/des comités :	**Présences en 2008**	
Conseil d'administration (depuis septembre 2004)	7 sur 7	100 %
Comité de vérification et de gestion des risques (de novembre 2004 à décembre 2008)	4 sur 4	100 %
Comité de la rémunération et des ressources humaines (depuis décembre 2008)	–	–
Comité de gouvernance et de nomination (depuis août 2005)	3 sur 3	100 %
Comité de l'exploitation nucléaire (depuis novembre 2004)	5 sur 5	100 %
Comité des projets de production nucléaire (depuis novembre 2006)	6 sur 6	100 %

Fonction principale :
Président du conseil d'administration de la Société de gestion des déchets nucléaires

Administrateur d'autres émetteurs assujettis :
Non

Indépendance à l'égard d'OPG :
Non indépendant (président du conseil d'administration de la Société de gestion des déchets nucléaires)

Appartenance à des conseils d'administration interdépendants d'autres émetteurs assujettis :
Aucune

M. George Lewis
Âge : 48 ans
Toronto, Ontario (Canada)

George Lewis est chef de groupe, Gestion de patrimoine, RBC Groupe Financier. Il est également président du conseil d'administration de RBC Gestion d'Actifs Inc. Avant sa nomination à sa fonction actuelle, M. Lewis était chef de groupe, Gestion de patrimoine de la plateforme Particuliers et entreprises – Canada, de RBC Groupe Financier, la plus grande banque du Canada ainsi que chef de tous les produits de ce secteur. Auparavant, il était directeur général, actions, secteur institutionnel à RBC Marchés des Capitaux, chargé des ventes, des négociations et des recherches et a été l'analyste le mieux coté au Canada trois années consécutives. Il possède une vaste expérience dans le secteur des placements et est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires avec distinction de l'Université Harvard et d'un baccalauréat en commerce, avec distinction, du Trinity College de l'Université de Toronto. Il est également analyste financier agréé et comptable agréé, et administrateur accrédité par l'Institut des administrateurs de sociétés. Il siège également au conseil d'administration de Bloorview Kids Foundation, de la Fondation du diocèse anglican de Toronto et de l'Orchestre symphonique de Toronto. Il est aussi président du conseil d'administration de la Compagnie de l'évêque du diocèse anglican de Toronto ainsi que membre du cabinet et grand donateur de Centraide dans le Grand Toronto et grand donateur de l'Operation Springboard.

Membre du conseil d'administration/des comités :	**Présences en 2008**	
Conseil d'administration (depuis février 2005)	6 sur 7	86 %
Comité de vérification et de gestion des risques* (depuis février 2005)	4 sur 4	100 %
Comité de surveillance des fonds d'investissement (depuis mars 2005)	3 sur 3	100 %

* Président du comité

Fonction principale :
Chef de groupe, Gestion de patrimoine, RBC Groupe Financier

Administrateur d'autres émetteurs assujettis : Non

Indépendance à l'égard d'OPG :
Indépendant

Appartenance à des conseils d'administration interdépendants d'autres émetteurs assujettis :
Aucune

David J. MacMillan
Âge : 55 ans
Barnes, Londres (Royaume-Uni)

David MacMillan est directeur général de Good Energies, un fonds de capital-investissement européen de plusieurs milliards de dollars qui investit dans des entreprises de technologie liées aux énergies renouvelables et des entreprises et projets dans le domaine des énergies renouvelables partout dans le monde. Jusqu'au début de 2008, il était également administrateur non dirigeant d'InterGen N.V., un propriétaire-exploitant de centrales pour la production d'électricité en réseau. Il possède une vaste expérience internationale dans le secteur de la production d'électricité, notamment sur le plan des stratégies d'investissement et du financement. M. MacMillan est également un ancien administrateur de Killingholme Power Limited. Il est titulaire d'un baccalauréat ès arts et d'une maîtrise ès arts en économie de l'Université McGill.

Membre du conseil d'administration/des comités :	**Présences en 2008**	
Conseil d'administration (depuis septembre 2004)	7 sur 7	100 %
Comité des projets importants* (depuis novembre 2004)	6 sur 6	100 %
Comité de l'exploitation nucléaire (depuis novembre 2004)	5 sur 5	100 %

* Président du comité

Fonction principale :
Associé – Good Energies

Administrateur d'autres émetteurs assujettis :
Non

Indépendance à l'égard d'OPG :
Indépendant

Appartenance à des conseils d'administration interdépendants d'autres émetteurs assujettis :
Aucune

Corbin A. McNeill Jr.
Âge : 69 ans
Jackson, Wyoming (États-Unis)

Corbin McNeill a pris sa retraite des fonctions de président du conseil d'administration et de cochef de la direction d'Exelon Corporation, société née de la fusion de PECO Energy et d'Unicom Corp. Chez PECO, il a assumé les fonctions de président du conseil d'administration, de président et de chef de la direction, s'étant joint à la société en 1988 en qualité de premier vice-président du secteur nucléaire. Auparavant, il a supervisé les activités nucléaires de la Public Services Electric and Gas Company et de la New York Power Authority. M. McNeill est actuellement administrateur d'Owens-Illinois Inc. et de Portland General Electric. Il est bachelier ès sciences de la U.S. Naval Academy et a réussi le programme de gestion supérieure de l'Université Stanford.

Membre du conseil d'administration/des comités :	**Présences en 2008**	
Conseil d'administration (depuis octobre 2004)	7 sur 7	100 %
Comité de vérification et de gestion des risques (depuis décembre 2008)	–	–
Comité de gouvernance et de nomination* (depuis août 2005)	3 sur 3	100 %
Comité de surveillance des fonds d'investissement (de mai 2005 à mai 2008)	0 sur 1	0 %
Comité de l'exploitation nucléaire (depuis novembre 2004)	5 sur 5	100 %
Comité des projets de production nucléaire* (depuis novembre 2006)	6 sur 6	100 %

* Président du comité

Fonction principale :
Président du conseil d'administration et cochef de la direction à la retraite d'Exelon Corporation

Administrateur d'autres émetteurs assujettis :
Owens-Illinois Inc.
Portland General Electric Company

Indépendance à l'égard d'OPG :
Indépendant

Appartenance à des conseils d'administration interdépendants d'autres émetteurs assujettis :
Aucune

Peggy Mulligan
Âge : 50 ans
Mississauga, Ontario (Canada)

Peggy Mulligan est chef de la direction financière chez Biovail Corporation. Elle était jusqu'à tout récemment directrice chez Priiva Consulting. Auparavant, elle était vice-présidente à la direction et chef des finances de Linamar Corporation. Avant son arrivée à Linamar, M^me^ Mulligan a occupé, pendant 11 ans, les postes de vice-présidente à la direction, Systèmes et exploitation, de vice-présidente à la direction, Vérification et d'inspectrice en chef de La Banque de Nouvelle-Écosse. Avant de se joindre à La Banque de Nouvelle-Écosse, elle était associée de vérification chez PricewaterhouseCoopers à Toronto. Peggy Mulligan siège présentement au conseil d'administration de Resolve Business Outsourcing Income Fund. Elle détient un baccalauréat en mathématiques (avec distinction) de l'Université de Waterloo; l'Institut des comptables agréés de l'Ontario lui a décerné le titre de Fellow (FCA) en 2003.

Membre du conseil d'administration/des comités :	**Présences en 2008**	
Conseil d'administration (depuis décembre 2005)	6 sur 7	86 %
Comité de vérification et de gestion des risques (depuis février 2006)	4 sur 4	100 %
Comité de surveillance des fonds d'investissement* (depuis février 2007)	3 sur 3	100 %
Comité des projets de production nucléaire (depuis mai 2008)	2 sur 4	50 %

* Présidente du comité

Fonction principale :
Chef de la direction financière, Biovail Corporation

Administratrice d'autres émetteurs assujettis :
Resolve Business Outsourcing Income Fund

Indépendance à l'égard d'OPG :
Indépendante

Appartenance à des conseils d'administration interdépendants d'autres émetteurs assujettis :
Aucune

C. Ian Ross
Âge : 66 ans
Collingwood, Ontario (Canada)

Ian Ross a travaillé à la Richard Ivey School of Business de l'University of Western Ontario de 1997 à septembre 2003. Jusqu'à récemment, il était directeur principal de l'administration au bureau du doyen et cadre-résident à l'Institut d'entrepreneuriat, d'innovation et de croissance de cette école. Il a été administrateur, président et chef de la direction d'Ortech Corporation, président du conseil d'administration, président et chef de la direction de Provincial Papers Inc., ainsi que président et chef de la direction de Paperboard Industries Corp. M. Ross est actuellement administrateur de plusieurs sociétés, dont Menu Foods Income Trust, GrowthWorks Canadian Fund Ltd., PetValu Canada Inc., RuggedCom Ltd., eJust Systems (anciennement Praeda Managements Systems) et la Société de gestion des déchets nucléaires («SGDN»). Il est également membre du Barreau du Haut-Canada.

Membre du conseil d'administration/des comités :	**Présences en 2008**	
Conseil d'administration (depuis décembre 2003)	7 sur 7	100 %
Comité de vérification et de gestion des risques (depuis novembre 2004)	4 sur 4	100 %
Comité de gouvernance et de nomination (depuis août 2005)	3 sur 3	100 %
Comité des projets importants (depuis novembre 2004)	6 sur 6	100 %
Comité des projets de production nucléaire (depuis novembre 2006)	6 sur 6	100 %

Fonction principale :
Président du conseil d'administration, GrowthWorks Canadian Fund Ltd.

Administrateur d'autres émetteurs assujettis :
Clearford Industries Inc.
GrowthWorks Canadian Fund Ltd.
Menu Foods Income Trust
PetValu Canada Inc.
RuggedCom Ltd.

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendant

Appartenance à des conseils d'administration interdépendants d'autres émetteurs assujettis :
Aucune

Marie C. Rounding
Âge : 61 ans
Toronto, Ontario (Canada)

Marie Rounding est avocate au sein du cabinet Gowling Lafleur Henderson s.r.l., où elle est membre du groupe national des industriels de l'énergie et des infrastructures. Le 1er novembre 2007, elle a été nommée membre du comité consultatif sur la sécurité nationale par le Premier ministre Stephen Harper. Mme Rounding a occupé le poste de présidente du conseil de la Commission de l'énergie de l'Ontario de 1992 à 1998 et le poste de présidente et chef de la direction de l'Association canadienne du gaz de 1998 à 2003. Auparavant, elle était directrice des procureurs du droit civil au ministère ontarien du Procureur général. Elle possède une vaste expérience en droit réglementaire et administratif et, à titre de chef de la réglementation, a participé à la déréglementation des marchés du gaz naturel et à la restructuration rapide du secteur de l'électricité en Ontario. Mme Rounding siège actuellement au conseil d'administration de Nova Scotia Power Inc. et est membre du comité indépendant de révision pour Sentry Select Capital Corp. et plusieurs entités connexes. Mme Rounding est diplômée de l'University of Western Ontario et de l'école de droit Osgoode Hall, et est administratrice accréditée par l'Institut des administrateurs de sociétés.

Membre du conseil d'administration/des comités :	**Présences en 2008**	
Conseil d'administration (depuis septembre 2004)	7 sur 7	100 %
Comité de surveillance des fonds d'investissement (depuis mai 2005)	3 sur 3	100 %
Comité des projets importants (depuis novembre 2004)	5 sur 6	83 %
Comité de l'exploitation nucléaire (depuis février 2007)	5 sur 5	100 %

Fonction principale :
Avocate, Gowling Lafleur Henderson s.r.l.

Administratrice d'autres émetteurs assujettis :
Nova Scotia Power Inc.

Indépendance à l'égard d'OPG :
Indépendante

Appartenance à des conseils d'administration interdépendants d'autres émetteurs assujettis :
Aucune

William Sheffield
Âge : 60 ans
Toronto, Ontario (Canada)

William Sheffield est l'ancien chef de la direction de Sappi Fine Paper plc, et un ancien premier vice-président de l'exploitation internationale et du développement de l'entreprise d'Abitibi-Consolidated. Il possède de l'expérience dans l'exploitation de grandes entreprises internationales. M. Sheffield a aussi travaillé pendant 17 ans pour Stelco. Il est actuellement membre des conseils d'administration de Velan Inc., Postes Canada, Houston Wire & Cable Company et Les Distilleries Corby. M. Sheffield est bachelier ès sciences en chimie de l'Université Carleton, détient une maîtrise en administration des affaires de l'Université McMaster, a réussi le programme de gestion avancée de l'école de gestion INSEAD en France et est administrateur accrédité par l'Institut des administrateurs de sociétés.

Membre du conseil d'administration/des comités :	**Présences en 2008**	
Conseil d'administration (depuis septembre 2004)	7 sur 7	100 %
Comité de la rémunération et des ressources humaines* (depuis novembre 2004)	7 sur 7	100 %
Comité de surveillance des fonds d'investissement (depuis février 2005)	3 sur 3	100 %
Comité des projets importants (depuis novembre 2004)	6 sur 6	100 %

* Président du comité

Fonction principale :
Administrateur de sociétés

Administrateur d'autres émetteurs assujettis :
Les Distilleries Corby Limitée
Houston Wire & Cable Company
Velan Inc.

Indépendance à l'égard d'OPG :
Indépendant

Appartenance à des conseils d'administration interdépendants d'autres émetteurs assujettis :
Aucune

David G. Unruh
Âge : 64 ans
Vancouver, Colombie-Britannique (Canada)

David Unruh, avocat et avocat général à la retraite, siège actuellement au conseil d'administration d'Union Gas Limited, Pacific Northern Gas Ltd., Corriente Resources Inc., The Wawanesa Mutual Insurance Company, TransLink (Régie des transports de la côte sud de la Colombie-Britannique), Canada Line Rapid Transit Inc. et Globe Foundation of Canada. Avant cela, et par ordre chronologique inverse, M. Unruh a été vice-président du conseil de Westcoast Energy Inc. et d'Union Gas Limited, premier vice-président et avocat général de Duke Energy Gas Transmission, de Houston, et premier vice-président aux affaires juridiques et secrétaire général de Westcoast Energy Inc. M. Unruh a pratiqué le droit des sociétés et le droit commercial à Winnipeg (Manitoba), avant de se joindre à Westcoast Energy Inc., à Vancouver (Colombie-Britannique), en 1993.

Membre du conseil d'administration/des comités :	**Présences en 2008**	
Conseil d'administration (depuis septembre 2004)	7 sur 7	100 %
Comité de vérification et de gestion des risques (depuis novembre 2004)	4 sur 4	100 %
Comité de la rémunération et des ressources humaines (depuis novembre 2004)	7 sur 7	100 %
Comité de gouvernance et de nomination (depuis décembre 2008)	–	–
Comité des projets importants (depuis décembre 2004)	6 sur 6	100 %

Fonction principale :
Administrateur de sociétés

Administrateur d'autres émetteurs assujettis :
Corriente Resources Inc.
Pacific Northern Gas Ltd.
Union Gas Limited

Indépendance à l'égard d'OPG :
Indépendant

Appartenance à des conseils d'administration interdépendants d'autres émetteurs assujettis :
Aucune

Orientation et formation continue

Le comité de gouvernance et de nomination est responsable d'examiner et de recommander des programmes d'orientation et de formation appropriés au conseil d'administration. Les nouveaux administrateurs reçoivent de la documentation pertinente sur les pratiques et politiques de gouvernance d'OPG et sur ses activités. Les administrateurs assistent à une séance d'orientation donnée par des hauts dirigeants et portant sur l'exploitation et les activités d'OPG, et une visite des installations de production d'OPG leur est offerte.

Le conseil d'administration encourage la formation continue des administrateurs, que ce soit sur les activités d'OPG ou sur leurs fonctions d'administrateurs. Des visites annuelles des principales installations et, selon les demandes des administrateurs, des présentations spéciales données par des experts internes et externes sont offertes au conseil ou à un comité sur des questions thématiques ou sur des aspects précis des activités d'OPG. OPG parraine également l'accréditation professionnelle de ses administrateurs.

Éthique

OPG a une politique de comportement éthique ainsi qu'un code de conduite qui sont approuvés par le conseil d'administration. La charte du comité de vérification et de gestion des risques prévoit la réception de rapports réguliers formels de la part de la direction sur le respect du code de conduite, y compris des rapports sur les cas de fraude avérés et les mesures prises à leur égard, notamment les mesures disciplinaires. Le comité de vérification et de gestion des risques reçoit aussi un rapport annuel portant sur le code de conduite pour s'assurer que les codes de conduite et les programmes de conformité appropriés sont instaurés et appliqués, et que des mesures correctrices sont prises au besoin. Un exemplaire du code de conduite d'OPG a été déposé sur le site SEDAR (www.sedar.com). Le comité de vérification et de gestion des risques a aussi établi des procédures de réception, d'enregistrement et de traitement des plaintes portant sur les contrôles comptables internes ou les questions de vérification, ainsi que des procédures permettant aux employés de porter à son attention des questions similaires de façon anonyme et confidentielle.

Le conseil d'administration a une politique régissant les conflits d'intérêts de ses membres, qui porte sur les conflits d'intérêts réels ou possibles, et a adopté un processus annuel de déclaration écrite d'informations par les administrateurs afin de : i) cerner les conflits d'intérêts possibles, en conformité avec la politique du conseil d'administration à l'égard de conflits d'intérêts et la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), ii) valider l'indépendance des administrateurs et leurs compétences sur le plan des finances, en conformité avec la réglementation sur les valeurs mobilières portant sur les obligations des conseils d'administration et des comités de vérification, et iii) satisfaire aux autres exigences en matière de communication et de dépôt d'information.

Nomination des administrateurs

Les responsabilités du comité de gouvernance et de nomination sont les suivantes : i) établir et tenir à jour une liste des compétences optimales que les membres du conseil devraient posséder collectivement, ii) recommander un processus de repérage de candidats aux postes d'administrateurs, iii) recommander des critères de sélection, iv) repérer des candidats aux postes d'administrateurs pour le conseil, et v) recommander au conseil des candidats valables. Le conseil soumet à l'actionnaire les candidatures recommandées. Les nominations d'administrateurs par l'actionnaire sont aussi examinées par le comité de gouvernance et de nomination.

Le comité de gouvernance et de nomination se compose de cinq membres dont quatre sont indépendants d'OPG au sens du Règlement 52-110.

Rémunération

Rémunération des administrateurs

Le comité de gouvernance et de nomination est responsable de la surveillance et de l'examen annuels du niveau et de la nature de la rémunération des administrateurs. En 2008, le comité de gouvernance et de nomination a examiné la rémunération des administrateurs d'OPG par rapport à des sociétés ouvertes et fermées comparables et a recommandé de n'apporter aucun changement à la rémunération des administrateurs.

Chaque administrateur qui n'est pas un employé d'OPG reçoit des honoraires annuels de 25 000 $. Un administrateur reçoit aussi des honoraires annuels de 3 000 $ à titre de président d'un comité et pour chacun des comités dont il est membre. Du fait que le président du comité de vérification et de gestion des risques assume des obligations et des responsabilités accrues depuis certaines modifications réglementaires récentes en Amérique du Nord, ses honoraires annuels s'élèvent à 8 000 $.

Les administrateurs sont rémunérés pour chaque réunion à laquelle ils assistent et reçoivent des honoraires de 1 500 $ ou de 750 $, selon ce que détermine le président du conseil d'administration ou du comité.

Afin que le conseil dispose de compétences nationales et internationales, les administrateurs non résidents sont rémunérés en dollars américains convertis au pair et les administrateurs qui parcourent de longues distances reçoivent une prime de déplacement en guise de compensation du temps de déplacement pour assister aux réunions du conseil d'administration et des comités.

Les administrateurs se font aussi rembourser les frais de déplacement et autres qu'ils engagent pour assister aux réunions ou pour s'acquitter d'autres obligations liées à leur rôle d'administrateur.

Le président du conseil d'administration, à titre de président du conseil non membre de la direction, reçoit des honoraires annuels globaux de 150 000 $, et ses frais, y compris les frais de déplacement et autres, lui sont remboursés.

Rémunération du chef de la direction

Le comité de la rémunération et des ressources humaines se compose de cinq membres dont quatre sont indépendants d'OPG au sens du Règlement 52-110. Le comité supervise, au nom du conseil d'administration, l'établissement des buts et objectifs annuels du chef de la direction et l'évaluation annuelle de son rendement, et fait des recommandations au conseil relativement à la rémunération de ce dernier. Le comité de la rémunération et des ressources humaines fait appel à un conseiller indépendant pour faire un suivi et une analyse comparative de la rémunération dans l'industrie.

En 2008, le comité de la rémunération et des ressources humaines du conseil d'administration a retenu les services d'un conseiller indépendant de Mercer, Consultation en ressources humaines, pour

revoir la rémunération du président et chef de la direction, et afin de confirmer le caractère approprié de la rémunération compte tenu de la nature, de la complexité et du profil de risque des activités d'OPG. Le comité de la rémunération et des ressources humaines a soumis sa recommandation à l'approbation du conseil. La rémunération du dirigeant approuvée a été rendue publique.

Comités du conseil d'administration

Le conseil d'administration a établi sept comités permanents qui se penchent sur des questions cruciales pour la Société :

Comité de vérification et de gestion des risques

Le comité est responsable de l'examen des dépôts réglementaires des documents de la Société, y compris les états financiers consolidés, les rapports de gestion et les communiqués de presse avant leur diffusion dans le public. Le comité est aussi responsable de superviser la fonction de vérification interne, le travail des vérificateurs externes, y compris leur nomination et leur rémunération, de voir à ce que la Société dispose de contrôles appropriés des processus de communication de l'information financière et de gestion des risques, et de s'assurer qu'elle respecte les politiques réglementaires et internes. Le comité est aussi responsable de la supervision de la politique d'OPG en matière de comportement éthique et du code de conduite, y compris des rapports sur les programmes de conformité, sur les cas de fraude avérés et sur le traitement de ces cas, y compris les mesures disciplinaires.

Comité de la rémunération et des ressources humaines

Ce comité est chargé des questions relatives aux ressources humaines, y compris les pratiques de rémunération, les objectifs et la rémunération du chef de la direction, la communication de renseignements à l'égard des questions de rémunération et de ressources humaines, l'évaluation des compétences en leadership, y compris la planification de la relève, les politiques de ressources humaines sur le plan des plaintes des employés, de la diversité et de l'équité salariale, la conception organisationnelle, les relations de travail, les régimes de retraite et les politiques connexes, ainsi que les programmes de rémunération, de formation et d'évaluation du conseil d'administration.

Comité de gouvernance et de nomination

Le comité conçoit des principes de gouvernance pour OPG qui sont conformes aux normes élevées de gouvernance d'entreprise et procède, de manière continue, à l'examen et à l'évaluation du système de gouvernance d'entreprise d'OPG dans le but de maintenir ces normes élevées. Le comité repère et recommande des candidats valables qui peuvent être élus ou nommés au conseil afin que leur candidature soit soumise à l'actionnaire dans l'éventualité de la vacance d'un poste d'administrateur. Finalement, le comité examine et recommande les processus d'OPG à l'égard de l'orientation, de l'évaluation et de la rémunération des administrateurs.

Comité de surveillance des fonds d'investissement

Le comité assiste le conseil d'administration dans l'exercice de ses responsabilités à l'égard de la caisse de retraite d'OPG, du Fonds pour combustible irradié et du Fonds de déclassement. Le comité assure la supervision des investissements d'actifs et des passifs liés aux investissements, ainsi que la gestion de tout excédent (déficit) des fonds. Plus précisément, le comité : examine les politiques en matière d'investissement, les risques et la composition de l'actif, approuve les objectifs annuels de rendement des portefeuilles d'investissements et surveille le rendement des fonds.

Comité des projets importants

Ce comité assiste le conseil dans la supervision des grands projets d'approvisionnement en électricité non nucléaire, y compris la conception, l'octroi de contrats, le financement et la surveillance de la construction.

Comité des projets de production nucléaire

Ce comité a été créé en 2006 par suite d'une directive de l'actionnaire aux fins i) d'entreprendre des études de faisabilité quant à la remise à neuf de ses unités nucléaires existantes, et ii) de mettre en branle un processus d'approbations fédérales, y compris une évaluation environnementale, en vue de l'installation de nouvelles unités nucléaires sur un site existant. Ce comité aide le conseil d'administration à s'acquitter de ses obligations de supervision des projets de nouvelles centrales nucléaires et des projets de remise à neuf et de prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires existantes.

Comité de l'exploitation nucléaire

Ce comité est responsable de la supervision de l'exploitation sécuritaire et efficiente des activités nucléaires d'OPG, de la conformité des installations nucléaires d'OPG à la réglementation, de l'examen des rapports de superviseurs indépendants sur les activités nucléaires d'OPG, de l'examen des questions de gestion et d'organisation des activités nucléaires d'OPG, de la sécurité des installations et des substances nucléaires d'OPG, et de la supervision des obligations d'OPG relativement à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement d'installations nucléaires.

Évaluations

Le comité de gouvernance et de nomination est responsable du processus annuel d'évaluation du rendement du conseil d'administration, de ses comités et de ses administrateurs. Les évaluations du conseil d'administration et des comités se fondent sur des questionnaires confidentiels portant sur l'évaluation de leur rendement et sur la conformité aux chartes du conseil d'administration et des comités. Les évaluations des administrateurs se fondent sur des questionnaires d'autoévaluation, qui sont soumis à titre confidentiel au président du conseil d'administration et au président du comité de gouvernance et de nomination. Le processus annuel est supervisé par le président du comité de gouvernance et de nomination, qui en présente les résultats et les recommandations d'amélioration au conseil d'administration.

Renseignements supplémentaires sur la gouvernance d'OPG

OPG fournit des renseignements supplémentaires sur la gouvernance d'OPG sur son site Web (www.opg.com), y compris les éléments suivants :

- Protocole d'accord
- Directives de l'actionnaire
- Chartes du conseil d'administration et des comités
- Description des fonctions de président du conseil d'administration et de président de chacun de ses comités
- Politique du conseil d'administration à l'égard des conflits d'intérêts
- Code de conduite
- Politique de communication de l'information
- Politique en matière d'environnement
- Politique en matière de santé et sécurité
- Politique sur la sécurité des barrages
- Politique de sécurité nucléaire

INFORMATION SUR LE COMITÉ DE VÉRIFICATION ET DE GESTION DES RISQUES

Le Règlement 52-110, *Comités de vérification*, a été mis en œuvre par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières pour encourager les émetteurs assujettis à établir et à garder en place des comités de vérification solides, efficaces et indépendants, qui améliorent la qualité de l'information financière et qui, finalement, stimulent la confiance des investisseurs dans les marchés financiers canadiens. L'information sur le comité de vérification et de gestion des risques d'OPG, qui comprend le libellé de la charte du comité de vérification et de gestion des risques, se présente comme suit :

Charte du comité de vérification et de gestion des risques

Objectif

L'objectif du comité de vérification et de gestion des risques est d'aider le conseil d'administration à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance en examinant des documents, en donnant des conseils et en faisant des recommandations au conseil d'administration en ce qui concerne :

- l'intégrité, la qualité et la transparence de l'information financière de la Société;
- le caractère adéquat du processus de présentation de l'information financière;
- les systèmes de contrôles internes et de gestion des risques, et les principes, les politiques et les procédures connexes de la Société qui ont été établis par la direction;
- le rendement de la fonction de vérification interne de la Société et des vérificateurs externes;
- les compétences et l'indépendance des vérificateurs externes;
- la conformité de la Société aux exigences légales et réglementaires et aux politiques internes de la Société;
- la promotion d'une culture axée sur l'éthique et la conformité au code de conduite d'OPG.

La fonction du comité de vérification et de gestion des risques est la surveillance. La direction est responsable de la préparation, de la présentation et de l'intégrité des états financiers consolidés de la Société. Il incombe à la direction de la Société d'assurer que les principes et conventions suivis pour la comptabilité et la présentation de l'information financière sont appropriés, et de maintenir des contrôles et procédures internes qui assurent le respect des normes comptables et des lois et règlements applicables.

Organisation

Membres

Le comité de vérification et de gestion des risques doit être constitué d'au moins trois administrateurs indépendants nommés par le conseil d'administration, dont aucun ne doit être employé de la Société ou d'une société membre de son groupe. Une majorité des membres du comité, mais pas moins de deux, constitueront un quorum. À titre d'émetteur émergent, OPG est dispensée des exigences du Règlement 52-110 quant à l'indépendance et aux compétences financières des membres d'un comité de vérification. Toutefois, OPG considère que cette indépendance et ces compétences financières constituent une «meilleure pratique» et, par conséquent, chacun des membres du comité de vérification et de gestion des risques doit respecter les exigences applicables en matière d'indépendance et de compétences financières en vertu des lois et des règlements qui régissent les comités de vérification.

Le conseil d'administration doit désigner un membre du comité de vérification et de gestion des risques à titre de président du comité. Les membres du comité de vérification et de gestion des risques doivent exercer leurs fonctions pour un ou plusieurs mandats dont la durée est fixée par le conseil d'administration. Le conseil d'administration doit confirmer que chacun des membres du comité de vérification et de gestion des risques est compétent sur le plan des finances, d'après l'interprétation de cette expression du conseil d'administration selon son jugement d'affaires, et conformément au Règlement 52-110 et à l'Instruction générale qui s'y rapporte.

Réunions

Le comité se réunit aussi souvent que nécessaire, mais au moins une fois chaque trimestre, selon les circonstances et à la demande d'un membre. Le comité se réunit régulièrement et au moins une fois par année avec les vérificateurs externes, les vérificateurs internes et la direction, séparément, pour discuter de toute question qu'il juge appropriée et pour fournir une tribune où des questions pertinentes pourront être abordées.

Rapports

Le comité fait rapport de ses activités et de ses actions au conseil d'administration, et lui soumet des recommandations, s'il le juge approprié.

Le comité fournira, en vue de l'inclure dans les informations financières ou les dépôts réglementaires, tout rapport du comité de vérification et de gestion des risques exigé par les lois et règlements applicables, et indiquant entre autres choses si le comité de vérification et de gestion des risques :

- a examiné les états financiers consolidés vérifiés et en a discuté avec la direction;
- a discuté de questions pertinentes avec les vérificateurs internes et externes;
- a reçu des informations des vérificateurs externes concernant l'indépendance des vérificateurs et a discuté de leur indépendance avec les vérificateurs;
- a recommandé au conseil d'administration que les états financiers consolidés vérifiés soient inclus dans le rapport annuel de la Société.

Pouvoirs

Bien que le comité de vérification et de gestion des risques ait les responsabilités et les pouvoirs énoncés dans sa charte, il ne lui incombe pas de planifier ou de faire des vérifications ou des évaluations des risques, ni de déterminer si les états financiers consolidés de la Société et les informations qui y sont communiquées sont complets et exacts, et conformes aux principes comptables généralement reconnus et aux règles et règlements applicables. Ces responsabilités incombent à la direction et au vérificateur externe.

Dans l'exercice de leurs fonctions de surveillance, le comité de vérification et de gestion des risques et le conseil d'administration s'en remettront nécessairement aux compétences, aux connaissances et à l'intégrité des membres de la direction de la Société et des vérificateurs internes et externes.

Le comité de vérification et de gestion des risques a le pouvoir d'établir la rémunération des conseillers engagés par le comité et de leur verser celle-ci.

Le comité de vérification et de gestion des risques a le pouvoir de communiquer directement avec les vérificateurs internes et externes.

Délégation de pouvoir
Le comité peut déléguer à tout employé d'OPG ou à un sous-comité son pouvoir aux fins de : i) l'exécution ou la mise en application de toute décision du comité, et ii) l'exercice de tout droit, de tout pouvoir ou de toute fonction du comité selon les modalités et dans le respect des limites établies par le comité; toutefois, le comité ne peut pas déléguer ses responsabilités de surveillance.

Accès à la direction et aux conseillers externes
Le comité de vérification et de gestion des risques doit avoir librement accès aux membres de la direction et à l'information pertinente. Le comité de vérification et de gestion des risques peut retenir les services d'avocats, de comptables ou d'autres conseillers indépendants pour l'aider dans la conduite de toute enquête, s'il le juge nécessaire pour s'acquitter de ses responsabilités.

Responsabilités et tâches du comité
Le comité doit :

Généralités
- Mener ou autoriser des enquêtes portant sur toute question à l'intérieur du champ de responsabilités du comité.
- Examiner toute proposition de nomination ou de remplacement du chef des finances et du responsable de la gestion des risques et en recommander l'approbation au conseil d'administration.

Gestion des risques et contrôles internes
- Examiner et évaluer les politiques et les processus d'évaluation des risques importants de la Société, ainsi que les mesures prises par la direction pour surveiller et contrôler ces risques pour la Société, y compris la structure organisationnelle et la pertinence des ressources.
- Examiner et analyser, avec le responsable de la gestion des risques et la direction, les risques critiques pour la Société, l'effet possible de tels risques et les mesures d'atténuation à adopter.
- Vérifier si la Société a un processus efficace pour déterminer les risques associés à des litiges et à des réclamations réels et potentiels découlant de la non-conformité à des lois et à des règlements.
- Revoir avec la direction les rapports démontrant la conformité aux politiques de gestion des risques.
- Revoir avec l'avocat général de la Société et d'autres personnes toute question juridique, fiscale ou réglementaire qui pourrait avoir une incidence importante sur les activités et les états financiers de la Société, y compris, sans toutefois s'y limiter, les cas de violation des lois sur les valeurs mobilières ou de manquement à des obligations fiduciaires.
- Revoir avec la direction, les vérificateurs internes et les vérificateurs externes, la portée de l'examen des contrôles internes exercés sur les rapports financiers, les conclusions importantes, les recommandations et les moyens pris par la direction pour mettre en œuvre des mesures visant à corriger les lacunes des contrôles internes.
- Revoir l'information communiquée par le chef de la direction et le chef des finances durant le processus d'attestation visant la communication de déficiences importantes dans la conception ou le fonctionnement des contrôles internes ou de fraudes impliquant des membres de la direction ou d'autres employés qui jouent un rôle important dans la mise en application des contrôles internes de la Société, le cas échéant.
- Examiner les dépenses du président du conseil d'administration, du président et du personnel relevant directement du président deux fois par année, et les dépenses de tout autre haut dirigeant et employé comme le comité le juge approprié.

Vérification interne
- Évaluer le processus de vérification interne et définir les attentes en ce qui a trait à l'établissement du plan de vérification interne annuel et du niveau des risques, y compris la structure organisationnelle et la pertinence des ressources.
- Approuver la charte de la fonction de vérification interne tous les ans.
- Évaluer la portée de la vérification interne et le rôle de la fonction de vérification interne.
- Examiner et analyser avec le responsable de la gestion des risques et la direction :
  - les conclusions importantes et la réponse de la direction à leur égard, y compris le calendrier de mise en œuvre des mesures prises par la direction pour corriger les lacunes;
  - toute difficulté rencontrée pendant leur travail de vérification (comme des limitations quant à la portée de leur travail ou à l'accès à l'information);
  - toute modification requise de la portée prévue dans le plan de vérification;
  - le budget de vérification interne.

Vérificateurs externes
- Recommander au conseil d'administration les vérificateurs externes à nommer en vue d'établir ou de délivrer un rapport de vérification ou de fournir d'autres services de vérification, d'examen ou d'attestation à la Société, ainsi que la rémunération de ces vérificateurs.
- Surveiller le travail des vérificateurs externes engagés pour établir ou délivrer un rapport de vérification ou rendre d'autres services de vérification, d'examen ou d'attestation à la Société, y compris la résolution des désaccords entre la direction et les vérificateurs externes au sujet de l'information financière.
- S'assurer de l'indépendance et des compétences des vérificateurs externes.

- Au moins une fois par année, obtenir et examiner un rapport émanant des vérificateurs externes et décrivant leurs procédures de contrôle interne de la qualité, les questions importantes soulevées à l'occasion du dernier contrôle interne de la qualité ou dernier contrôle effectué par des pairs dans le cabinet de vérificateurs, ou à l'occasion d'une enquête par les autorités gouvernementales ou professionnelles au cours des cinq derniers exercices à l'égard d'une ou de plusieurs vérifications indépendantes effectuées par les vérificateurs externes, ainsi que les mesures prises en vue de régler ces questions et toutes les relations entre les vérificateurs externes et la Société.
- Revoir la portée et la méthode prévues dans le plan de vérification annuel avec les vérificateurs.
- Discuter avec les vérificateurs externes de la qualité et de l'acceptabilité des principes comptables de la Société, y compris toutes les conventions et pratiques comptables importantes suivies, toute méthode autre que les PCGR qui a été discutée avec la direction, ainsi que toute autre communication importante avec la direction.
- Évaluer le processus suivi par les vérificateurs externes pour déterminer et résoudre les risques importants liés à la vérification et au contrôle interne.
- Voir à ce que l'associé responsable de la vérification change tous les cinq ans, et les autres associés de vérification tous les sept ans, et envisager une rotation régulière de cabinets de vérificateurs.
- Évaluer les vérificateurs externes une fois par année et présenter leurs conclusions au conseil d'administration.
- Déterminer les services non liés à la vérification qu'une loi ou un règlement, ou le comité de vérification et de gestion des risques à son gré, interdit aux vérificateurs externes de fournir, et approuver au préalable tous les services fournis par les vérificateurs externes. Le comité peut déléguer ce pouvoir d'approbation préalable à un membre du comité. L'approbation préalable de tout service non lié à la vérification par un membre à qui le comité a délégué ce pouvoir doit être présentée au comité de vérification à sa première réunion régulière après l'approbation.
- Examiner et approuver toutes les opérations entre parties liées.
- Examiner et approuver les politiques d'embauche de la Société à l'égard des associés et des employés, anciens ou actuels, des vérificateurs externes de la Société, actuels ou anciens.

Information financière

- Examiner avec la direction et les vérificateurs externes les états financiers, le rapport de gestion et le communiqué concernant les résultats intermédiaires de la Société, avant leur publication.
- S'assurer que des procédures adéquates sont en place pour examiner, avant la publication, la communication faite au public, par la Société, de l'information financière extraite ou tirée de ses états financiers consolidés, autre que l'information dont il est question ci-dessus, et apprécier périodiquement l'adéquation de ces procédures.
- Revoir, avec la direction et les vérificateurs externes, à la fin de la vérification annuelle :
  - les états financiers annuels et le rapport de gestion et les notes connexes de même que toute documentation dont la préparation et le dépôt sont exigés en vertu de la *Loi sur les valeurs mobilières* ou que la Société dépose par ailleurs auprès de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario;
  - la vérification par les vérificateurs externes des états financiers consolidés et leur rapport;
  - tout changement important requis du plan de vérification des vérificateurs externes;
  - tout différend ou difficulté avec la direction durant la vérification;
  - les principes comptables de la Société;
  - toute question liée à la conduite qui doit être communiquée au comité selon les principes comptables généralement reconnus.
- Revoir les questions importantes touchant la comptabilité et la communication de l'information financière et comprendre leurs répercussions sur les états financiers consolidés. Cela comprend les opérations complexes ou inhabituelles et les questions qui font largement appel au jugement; les questions importantes concernant les principes comptables et la présentation de l'information financière, y compris les changements importants dans le choix ou l'application par la Société des principes comptables, et l'effet des mesures réglementaires et comptables, ainsi que les arrangements hors bilan, sur les états financiers consolidés de la Société.
- Revoir l'analyse préparée par la direction ou le vérificateur externe expliquant en détail les questions de présentation de l'information financière et les jugements exercés pendant la préparation des états financiers, y compris l'analyse des effets des méthodes appliquées autres que les principes comptables généralement reconnus.
- Aviser la direction, à partir de l'examen et des discussions tenues, de toute question portée à son attention qui aurait pu l'amener à croire que les états financiers consolidés renferment une fausse déclaration d'un fait important ou omettent de mentionner un fait important nécessaire.

Conformité avec le code de conduite

- Surveiller l'application et le respect du code de conduite de la Société afin de s'assurer que les codes de conduite appropriés et les programmes de conformité adéquats sont instaurés et mis en pratique et que des mesures correctives sont prises, et veiller au fonctionnement des processus de communication du code de conduite au personnel de la Société.
- Assurer, par des mises à jour régulières provenant de la direction, le suivi des questions de conformité.

Traitement des plaintes

- Établir des procédures pour la réception, l'enregistrement et le traitement des plaintes reçues par la Société au sujet de la comptabilité, des contrôles comptables internes ou de la vérification.

- Établir des procédures permettant aux employés de porter à son attention, de façon confidentielle et anonyme, leurs préoccupations touchant des questions de comptabilité ou de vérification de la Société.

Évaluation annuelle

Le comité doit procéder à une évaluation annuelle de sa performance, y compris la conformité à sa charte, conformément au processus d'évaluation approuvé par le conseil d'administration.

Le comité doit également réviser sa charte chaque année, en tenant compte de toutes les exigences législatives et réglementaires applicables au comité ainsi que des meilleures pratiques recommandées par les organismes de réglementation auxquels OPG doit faire rapport et, le cas échéant, doit recommander des changements au conseil d'administration.

Composition du comité de vérification et de gestion des risques

Le comité de vérification et de gestion des risques d'OPG est composé de George Lewis, Corbin McNeill, Peggy Mulligan, Ian Ross et David Unruh. À titre d'émetteur émergent, OPG n'est pas soumise aux règles qui régissent la composition et l'indépendance des comités de vérification établis en vertu du Règlement 52-110. Toutefois, le conseil d'administration d'OPG a décidé de suivre les meilleures pratiques et de constituer le comité de vérification et de gestion des risques selon les exigences du Règlement 52-110. Le conseil d'administration a conclu que tous les membres du comité possédaient des compétences financières et étaient indépendants par rapport à OPG et à ses filiales, au sens du Règlement 52-110.

Au cours de 2008, M. Kugler a siégé au comité de vérification et de gestion des risques comme membre non indépendant ainsi que l'a déterminé le conseil d'administration, conformément au paragraphe 2 de l'article 3.3 du Règlement 51-110. M. Kugler a démissionné du comité de vérification et de gestion des risques le 12 décembre 2008.

Formation et expérience pertinentes

Posséder des compétences financières signifie être capable de lire et de comprendre les principes comptables utilisés par OPG pour établir ses états financiers consolidés, et être capable de lire et de comprendre un jeu d'états financiers qui présentent des questions comptables d'une ampleur et d'un degré de complexité comparables à celles dont on peut raisonnablement croire qu'elles seront soulevées lors de la lecture des états financiers consolidés d'OPG. Chaque membre a une compréhension des contrôles internes et des procédures de communication de l'information financière. La formation et l'expérience de chaque membre du comité de vérification et de gestion des risques qui sont pertinentes à l'exercice de ses responsabilités à titre de membre du comité de vérification sont indiquées dans la rubrique portant sur la gouvernance de la Société.

Encadrement du comité de vérification et de gestion des risques

Il n'y a aucune recommandation faite par le comité de vérification et de gestion des risques quant à la nomination d'un vérificateur externe et à sa rémunération qui n'a pas été adoptée par le conseil d'administration.

Honoraires pour les services des vérificateurs externes

Les honoraires suivants ont été facturés par Ernst & Young s.r.l. :

(en milliers de dollars)	2008	2007
Honoraires de vérification	**1 308**	1 253
Honoraires pour services liés à la vérification	**338**	259
Honoraires pour services de fiscalité et autre	**146**	118

Honoraires de vérification

Ces honoraires sont liés à la vérification des états financiers consolidés et aux examens trimestriels des états financiers d'OPG et à la vérification des états financiers de la caisse de retraite.

Honoraires pour services liés à la vérification

Ces honoraires sont liés au travail portant sur les contrôles internes, à l'aide en matière de comptabilité, à la traduction française des états financiers consolidés et du rapport de gestion, et aux vérifications et examens spéciaux. Au cours de 2008, OPG a retenu les services d'autres conseillers professionnels, plus particulièrement relativement aux contrôles internes et à l'aide en matière de comptabilité.

Honoraires pour services de fiscalité et autres

Ces honoraires comprennent les services de fiscalité liés aux questions soulevées par les vérificateurs d'impôts à l'égard de l'année d'imposition 1999 et une révision des impôts d'État aux États-Unis.

CONTRÔLES INTERNES À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE ET CONTRÔLES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, est responsable du maintien de contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière. Les contrôles et procédures de communication de l'information sont conçus pour fournir une assurance raisonnable que toute l'information pertinente est recueillie puis communiquée à la haute direction, y compris au président et chef de la direction et au chef des finances, pour que des décisions appropriées soient prises en temps opportun concernant la communication de l'information. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière est conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis selon les PCGR.

Une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information d'OPG a été menée en date du 31 décembre 2008. La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a conclu que les contrôles et procédures de communication de l'information d'OPG (comme il est défini dans le Règlement 52-109, *Attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*, des Autorités canadiennes en valeurs mobilières) étaient efficaces en date du 31 décembre 2008.

Il n'y a eu aucune modification importante des contrôles internes à l'égard de l'information financière dans la plus récente période intermédiaire qui a eu ou pourrait raisonnablement avoir une incidence importante sur les contrôles internes à l'égard de l'information financière d'OPG.

QUATRIÈME TRIMESTRE

Analyse des résultats d'exploitation

	Trimestres terminés les 31 décembre	
(en millions de dollars) (non vérifié)	**2008**	2007
Ventes de la production réglementée	**1 029**	681
Ventes sur le marché au comptant, déduction faite des instruments de couverture	**432**	519
Rabais associé à la limite de revenus	**(40)**	(51)
Comptes d'écarts	**(11)**	7
Divers	**211**	186
Revenus	**1 621**	1 342
Charges liées au combustible	**276**	308
Marge brute	**1 345**	1 034
Exploitation, maintenance et administration	**837**	815
Amortissement	**246**	176
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**143**	126
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**(40)**	(89)
Impôt foncier et impôt sur le capital	**26**	19
Bénéfice (perte) avant autres gains et pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	**133**	(13)
Autres (gains) et pertes	**(16)**	(10)
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**149**	(3)
Intérêts débiteurs, montant net	**45**	41
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	**104**	(44)
Charge (recouvrement) d'impôts	**135**	(163)
(Perte nette) bénéfice net	**(31)**	119

Revenus

Les revenus se sont établis à 1 621 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 décembre 2008 comparativement à 1 342 millions de dollars pour la période correspondante de 2007. L'augmentation de 279 millions de dollars est principalement attribuable à la majoration des tarifs de vente moyens par suite de la décision de la CEO, y compris l'incidence des hausses de tarifs ayant pris effet le 1er décembre 2008 mais applicables rétrospectivement au 1er avril 2008. Au quatrième trimestre de 2008, OPG a constaté des revenus rétrospectifs de 214 millions de dollars pour la période du 1er avril 2008 au 30 novembre 2008.

Les revenus pour le trimestre terminé le 31 décembre 2008 par rapport au même trimestre de 2007 ont tiré parti de l'augmentation de la production des centrales nucléaires d'OPG, qui a supplanté une partie de la production des centrales à combustible fossile, et de la progression des revenus tirés des activités de négociation découlant surtout des gains à la valeur de marché plus importants réalisés sur les ventes sur les marchés interconnectés, contrebalancées par le recul de la production.

Charges liées au combustible

Les charges liées au combustible ont totalisé 276 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 décembre 2008, en regard de 308 millions de dollars pour la période correspondante de 2007. La baisse de 32 millions de dollars est imputable en grande partie à la diminution de la production d'électricité des centrales à combustible fossile d'OPG, partiellement compensée par l'effet de la hausse des coûts du combustible fossile.

Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2008, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont établies à 837 millions de dollars comparativement à 815 millions de dollars pour la période correspondante de 2007. L'augmentation de 22 millions s'explique avant tout par l'incidence des comptes réglementaires et des frais de développement de nouvelle capacité nucléaire et des coûts de remise en état de capacité nucléaire. La variation enregistrée au quatrième trimestre dans les comptes réglementaires liés à ces activités découle essentiellement du fait que les frais de développement de nouvelle capacité nucléaire et les coûts de remise en état de capacité ont été inférieurs aux prévisions approuvées par la CEO au moment de l'établissement des nouveaux montants de paiements pour la capacité nucléaire. L'augmentation des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration a été annulée en partie par le fléchissement des coûts liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite.

Amortissement

La dotation aux amortissements pour les trois mois terminés le 31 décembre 2008 s'est élevée à 246 millions de dollars, contre 176 millions de dollars pour la période correspondante de 2007. La hausse de l'amortissement au quatrième trimestre de 2008 par rapport à la période correspondante de 2007 reflète surtout le recouvrement des soldes réglementaires, à même les nouveaux tarifs, qui, par suite de la décision de la CEO, ont été constatés de façon rétrospective en date du 1er avril 2008.

Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires

Les pertes subies sur les Fonds nucléaires par le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée pour le quatrième trimestre de 2008, déduction faite de l'incidence atténuante du compte d'écarts entre les revenus et les coûts de Bruce, ont atteint 293 millions de dollars, une baisse de 382 millions de dollars en regard du rendement de 89 millions de dollars affiché au quatrième trimestre de 2007. La baisse du rendement des Fonds nucléaires est principalement attribuable aux rendements moindres du Fonds de déclassement imputables à l'importante baisse des niveaux de négociation sur les marchés des capitaux mondiaux, d'où la réduction de la valeur de marché courante des placements du fonds. Les pertes subies sur les Fonds nucléaires ont été partiellement neutralisées par l'établissement du compte d'écarts entre les revenus et les coûts de Bruce, avec prise d'effet rétrospective au 1er avril 2008. OPG a comptabilisé un actif réglementaire de 333 millions de dollars dans ce compte d'écarts qui a réduit les pertes subies sur les Fonds nucléaires.

Tarifs de vente moyens

Le prix moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité en Ontario et les prix de vente moyens d'OPG par secteur isolable, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus, pour les trimestres terminés les 31 décembre 2008 et 2007, se sont établis comme suit :

	Trimestres terminés les 31 décembre	
(¢/kWh)	**2008**	2007
Tarif horaire moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario	**5,0**	5,1
Production nucléaire réglementée	**6,5**	4,9
Production hydroélectrique réglementée	**4,7**	3,5
Production hydroélectrique non réglementée	**4,8**	4,7
Production d'origine fossile non réglementée	**4,8**	4,8
Tarif de vente moyen d'OPG	**5,6**	4,6

L'augmentation des tarifs de vente moyens des secteurs Production nucléaire réglementée et Production hydroélectrique réglementée d'OPG, pour les trois mois terminés le 31 décembre 2008 comparativement au même trimestre de 2007, tient compte avant tout de la hausse des tarifs réglementés par suite de la décision de la CEO.

Production d'électricité

	Trimestres terminés les 31 décembre	
(en TWh)	**2008**	2007
Production nucléaire réglementée	**12,6**	10,7
Production hydroélectrique réglementée	**4,6**	4,4
Production hydroélectrique non réglementée	**3,5**	3,2
Production d'origine fossile non réglementée	**4,5**	6,4
Total de la production d'électricité	**25,2**	24,7

Le volume total des ventes d'électricité pour le trimestre terminé le 31 décembre 2008 s'est élevé à 25,2 TWh, comparativement à 24,7 TWh pour la période correspondante de 2007. L'augmentation est surtout attribuable à une hausse de la production des centrales nucléaires d'OPG, qui a supplanté une partie de la production du secteur Production d'origine fossile non réglementée d'OPG. La production accrue des centrales nucléaires d'OPG pour le trimestre terminé le 31 décembre 2008 par rapport à la période correspondante de 2007 reflète surtout une baisse du nombre de jours d'interruption.

Au cours des quatrièmes trimestres de 2008 et de 2007, la demande primaire d'électricité en Ontario a été respectivement de 36,6 TWh et 37,7 TWh.

Situation de trésorerie et sources de financement

Les flux de trésorerie provenant de l'exploitation pour le trimestre terminé le 31 décembre 2008 se sont établis à 35 millions de dollars, comparativement à des flux de trésorerie affectés à l'exploitation de 323 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007. L'accroissement des flux de trésorerie découle principalement de la baisse des contributions aux Fonds nucléaires, en raison d'une contribution non récurrente au Fonds pour combustible irradié exigée par l'ONFA en 2007 et des encaissements plus élevés provenant des revenus de production. Cet accroissement a été partiellement contrebalancé par les paiements plus importants au titre de la limite de revenus en 2008.

Les dépenses en immobilisations du trimestre terminé le 31 décembre 2008 ont atteint 227 millions de dollars comparativement à 190 millions de dollars pour la période correspondante de 2007.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour le trimestre terminé le 31 décembre 2008 se sont établis à 18 millions de dollars en comparaison de 449 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007. La diminution des flux de trésorerie est surtout imputable à l'émission de 450 millions de dollars de titres d'emprunt à long terme faite en vertu des facilités aux fins générales de l'entreprise au quatrième trimestre de 2007.

FAITS SAILLANTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

Les tableaux qui suivent présentent les principales informations financières tirées des états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés d'OPG pour chacun des 12 trimestres les plus récents. Ces informations financières ont été préparées selon les PCGR du Canada.

	Trimestres de l'exercice 2008 terminés les				
(en millions de dollars) (non vérifié)	31 décembre 2008	30 septembre 2008	30 juin 2008	31 mars 2008	Total
Revenus, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus	1 621	1 513	1 385	1 563	6 082
(Perte nette) bénéfice net	(31)	(142)	99	162	88
Résultat net par action	(0,12) $	(0,55) $	0,39 $	0,63 $	0,34 $

	Trimestres de l'exercice 2007 terminés les				
(en millions de dollars) (non vérifié)	31 décembre 2007	30 septembre 2007	30 juin 2007	31 mars 2007	Total
Revenus, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus	1 342	1 421	1 373	1 524	5 660
Bénéfice net	119	113	125	171	528
Résultat net par action	0,46 $	0,44 $	0,49 $	0,67 $	2,06 $

	Trimestres de l'exercice 2006 terminés les				
(en millions de dollars) (non vérifié)	31 décembre 2006	30 septembre 2006	30 juin 2006	31 mars 2006	Total
Revenus, déduction faite des rabais associés à la limite de revenus	1 276	1 435	1 345	1 508	5 564
(Perte nette) bénéfice net	(19)	167	143	199	490
Résultat net par action	(0,08) $	0,65 $	0,56 $	0,78 $	1,91 $

Bilan aux 31 décembre (en millions de dollars)	2008	2007	2006
Total de l'actif	25 579	24 839	22 750
Total du passif à long terme	17 177	16 494	15 408
Dividende en espèces déclaré par action *(en dollars)*	–	–	0,50 $
Actions ordinaires en circulation *(en millions)*	256,3	256,3	256,3

Les résultats trimestriels d'OPG sont touchés surtout par l'incidence des variations de la demande qui résultent des fluctuations saisonnières des conditions climatiques. Par le passé, les revenus d'OPG ont généralement été plus élevés au premier trimestre et au troisième trimestre en raison des besoins de chauffage au premier trimestre et des besoins de climatisation au troisième trimestre.

Les autres éléments ayant eu une incidence sur le bénéfice net (la perte nette) de certains des trimestres présentés ci-dessus sont les suivants :

- Réduction de la dotation aux amortissements, principalement en raison de la prolongation de la durée de service, aux fins comptables, de la centrale Nanticoke, de la centrale Pickering B et de l'unité 4 de la centrale Pickering A à compter du premier trimestre de 2006.
- Baisse de la dotation aux amortissements, principalement en raison de la prolongation de la durée de service, aux fins comptables, de toutes les centrales alimentées au charbon jusqu'au 31 décembre 2012 à compter du troisième trimestre de 2006.
- Dépréciation de 22 millions de dollars des centrales au charbon de Thunder Bay et d'Atikokan, pour refléter la valeur comptable des centrales, au cours du quatrième trimestre de 2006.
- Augmentation des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration en 2007 attribuable surtout à une hausse des charges liées aux interruptions et des autres charges de maintenance des centrales nucléaires et à combustible fossile d'OPG, et aux charges liées au règlement de griefs historiques avec les Premières nations.

- Diminution de la marge brute sur les ventes d'électricité au premier trimestre de 2007 étant donné surtout une baisse de la production des centrales nucléaires d'OPG par suite d'une interruption non planifiée au premier trimestre de 2007 à la centrale Pickering B causée par la libération accidentelle de résine, par un tiers entrepreneur, à l'usine de traitement des eaux qui s'est répandue dans l'installation de déminéralisation d'eau, et les travaux de maintenance requis pour la récupération de la résine. En outre, la production nucléaire a également subi l'incidence d'une prolongation, au premier trimestre de 2007, d'une interruption planifiée à la centrale nucléaire Pickering A afin d'y effectuer d'importants travaux de réparation requis à la suite d'une défaillance de composantes durant l'inspection.

- Hausse du rendement des Fonds nucléaires au deuxième trimestre de 2007 attribuable principalement à la montée de l'IPC de l'Ontario au deuxième trimestre de 2007, qui a eu une incidence sur le rendement garanti sur le Fonds pour combustible irradié. De plus, la hausse du rendement reflète aussi le remboursement, par les Fonds nucléaires, de dépenses liées au stockage sécuritaire des unités 2 et 3 de Pickering A.

- Baisse de la marge brute due surtout à une baisse de la production nucléaire au cours du trimestre terminé le 30 septembre 2007 par suite de la fermeture des unités 1 et 4 de la centrale Pickering A afin d'apporter des modifications au système électrique d'appoint.

- Hausse du bénéfice du fait du recouvrement de 20 millions de dollars relatif à la nouvelle estimation des coûts d'achèvement des travaux restants pour remettre en état le site de la centrale à combustible fossile Lakeview au cours du quatrième trimestre de 2007.

- Diminution de la charge d'impôts au quatrième trimestre de 2007 attribuable dans une large mesure à une contribution additionnelle de 334 millions de dollars aux Fonds nucléaires. Les contributions sont déductibles d'impôts, et aucune charge d'impôts futurs compensatoire n'est constatée par OPG étant donné l'utilisation de la méthode des impôts exigibles dans les secteurs réglementés.

- Réduction de la charge d'impôts sur les bénéfices au premier et au deuxième trimestre de 2008 respectivement de 85 millions de dollars et 21 millions de dollars, par suite de la résolution d'incertitudes fiscales liées à la vérification de l'année d'imposition 1999 d'OPG.

- Baisse du bénéfice du fait des rendements moins élevés sur le Fonds de déclassement, en raison de la volatilité importante et des rendements défavorables sur les marchés financiers en 2008.

MESURES SUPPLÉMENTAIRES DES RÉSULTATS

En plus de présenter le bénéfice net selon les PCGR du Canada, le rapport de gestion, les états financiers consolidés vérifiés aux 31 décembre 2008 et 2007 et pour les exercices terminés à ces dates et les notes y afférentes d'OPG présentent certaines mesures financières non conformes aux PCGR. Ces mesures financières n'ont pas de signification normalisée prescrite par les PCGR du Canada et ne sont donc probablement pas comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. OPG utilise ces mesures pour la prise de décisions d'exploitation et l'évaluation de son rendement. Les lecteurs du rapport de gestion, des états financiers consolidés et des notes y afférentes utilisent ces mesures pour évaluer le rendement financier des activités de la Société. Ces mesures financières non conformes aux PCGR n'ont pas été présentées à titre de substitut du bénéfice net calculé selon les PCGR du Canada comme indicateur du rendement d'exploitation. La définition des mesures financières non conformes aux PCGR se présente comme suit :

1) La **marge brute** est définie comme les revenus moins le rabais associé à la limite de revenus et les charges liées au combustible.

2) Le **bénéfice** désigne le bénéfice net.

Pour obtenir de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec :

Relations avec les investisseurs 416-592-6700
1-866-592-6700
investor.relations@opg.com

Relations avec les médias 416-592-4008
1-877-592-4008

www.opg.com

www.sedar.com

Responsabilité de la direction à l'égard de l'information financière

La responsabilité à l'égard de la présentation et de la préparation des états financiers consolidés annuels et du rapport de gestion incombe à la direction d'Ontario Power Generation Inc. («OPG»).

Les états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus («PCGR») du Canada et conformément aux exigences de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario («CVMO»), selon le cas. Le rapport de gestion a été préparé conformément aux exigences des autorités en valeurs mobilières, y compris le Règlement 51-102 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et ses exigences publiées connexes.

Les états financiers consolidés et l'information figurant dans le rapport de gestion comprennent nécessairement des montants fondés sur un jugement éclairé et des estimations à l'égard des incidences attendues des événements et des opérations actuels compte tenu de leur importance. Un élément est jugé important s'il est prévu, de façon raisonnable, qu'il aura une incidence importante sur le bénéfice, les flux de trésorerie, la valeur d'un actif ou d'un passif ou la réputation de la Société. En outre, dans le cadre de la préparation de l'information financière, nous devons interpréter les exigences décrites plus haut, établir la pertinence des renseignements qui seront inclus et faire des estimations et poser des hypothèses qui influent sur l'information présentée. Le rapport de gestion comprend également des informations à l'égard de l'incidence des opérations et des événements actuels, des sources de trésorerie et de financement, des tendances d'exploitation, des risques et des incertitudes. Les résultats réels qui seront atteints peuvent différer de manière importante de notre évaluation actuelle de cette information, puisque les événements et les circonstances futurs pourraient ne pas se produire tel qu'il a été prévu.

Pour assumer notre responsabilité à l'égard de la fiabilité de l'information financière, nous maintenons un système complet de contrôles internes et de vérification interne, y compris des contrôles organisationnels, des contrôles des procédures et des contrôles internes à l'égard de l'information financière, et nous nous fondons sur ce système. Notre système de contrôles internes comprend la communication écrite de nos politiques et de nos procédures qui régissent la conduite d'affaires et la gestion du risque, la planification d'ensemble de nos activités, la répartition efficace des tâches, la délégation des pouvoirs et la responsabilité personnelle, la sélection soigneuse et la formation du personnel, ainsi que des conventions comptables judicieuses et prudentes, que nous mettons à jour régulièrement. Cette structure donne l'assurance d'un contrôle interne approprié des opérations, des actifs et des registres comptables. Nous procédons également régulièrement à la vérification des contrôles internes. Ces contrôles et ces vérifications sont établis dans le but de nous fournir l'assurance raisonnable que les registres financiers sont fiables aux fins de la préparation des états financiers et des autres informations financières, que les actifs sont protégés contre une utilisation ou une cession non autorisée, que les passifs sont constatés et que nous nous conformons à toutes les exigences réglementaires.

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, est responsable du maintien de contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière. Les contrôles et procédures de communication de l'information sont conçus pour fournir une assurance raisonnable que toute l'information pertinente est recueillie puis communiquée à la haute direction, y compris au président et chef de la direction et au chef des finances, pour que des décisions appropriées soient prises en temps opportun concernant la communication de l'information. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière est conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis selon les PCGR.

Une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière d'OPG a été menée en date du 31 décembre 2008. Par conséquent, le chef de la direction et le chef des finances d'OPG attesteront les documents d'information annuels d'OPG déposés auprès de la CVMO, attestation qui couvre la conception et l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière d'OPG.

Le conseil d'administration, se fondant sur les recommandations de son comité de vérification et de gestion des risques, procède à l'examen et à l'approbation des états financiers consolidés et du rapport de gestion, et supervise les responsabilités de la direction à l'égard de la présentation et de la préparation de l'information financière, du maintien de contrôles internes appropriés, de la gestion et du contrôle des principaux secteurs de risques et de l'évaluation des opérations importantes et des opérations entre parties liées.

Les états financiers consolidés ont été vérifiés par Ernst & Young s.r.l., vérificateurs externes indépendants nommés par le conseil d'administration. Le rapport des vérificateurs précise les responsabilités des vérificateurs et l'étendue de leur vérification et leur opinion sur les états financiers consolidés d'OPG. Les vérificateurs externes, comme il a été confirmé par le comité de vérification et de gestion des risques, ont eu un accès direct et sans restriction au comité de vérification et de gestion des risques, avec et sans la présence des membres de la direction, pour discuter de la vérification et de leurs constatations quant à l'intégrité de l'information financière produite par OPG et à l'efficacité du système de contrôles internes.

Jim Hankinson
Président et chef de la direction

Donn W. J. Hanbidge
Chef des finances

Le 11 février 2009

Rapport des vérificateurs

À l'actionnaire d'Ontario Power Generation Inc.

Nous avons vérifié les bilans consolidés d'Ontario Power Generation Inc. aux 31 décembre 2008 et 2007, et les états consolidés des résultats, des variations des capitaux propres, du résultat étendu et des flux de trésorerie des exercices terminés à ces dates. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction d'Ontario Power Generation Inc. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière d'Ontario Power Generation Inc. aux 31 décembre 2008 et 2007, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour les exercices terminés à ces dates selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Ernst & Young s.r.l.

Ernst & Young s.r.l.
Comptables agréés,
experts-comptables autorisés

Toronto, Canada
Le 11 février 2009

États des résultats consolidés

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2008	2007
Revenus (note 19)		
Revenus avant le rabais associé à la limite de revenus	**6 359**	5 887
Rabais associé à la limite de revenus (note 17)	**(277)**	(227)
	6 082	5 660
Charges liées au combustible (note 19)	**1 191**	1 270
Marge brute (note 19)	**4 891**	4 390
Charges (note 19)		
Exploitation, maintenance et administration	**2 967**	2 974
Amortissement (note 6)	**743**	695
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires (note 10)	**581**	507
Pertes sur les (rendement des) fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 10)	**93**	(481)
Impôt foncier et impôt sur le capital	**80**	85
	4 464	3 780
Bénéfice avant ce qui suit :	**427**	610
Autres (gains) et pertes (notes 3 et 18)	**(9)**	(10)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**436**	620
Intérêts débiteurs, montant net (note 9)	**165**	143
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	**271**	477
Charge (recouvrement) d'impôts (note 11)		
Exigibles	**255**	1
Futurs	**(72)**	(52)
	183	(51)
Bénéfice net	**88**	528
Résultat de base et dilué par action ordinaire (en dollars)	**0,34**	2,06
Actions ordinaires en circulation (en millions)	**256,3**	256,3

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

États des flux de trésorerie consolidés

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2008	2007
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	**88**	528
Ajustements pour les éléments hors caisse :		
Amortissement (note 6)	**743**	695
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires (note 10)	**581**	507
Pertes sur les (rendement des) fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (notes 10 et 19)	**93**	(481)
Charge de retraite (note 12)	**187**	243
Avantages complémentaires de retraite et régimes de retraite complémentaires (note 12)	**226**	244
Impôts futurs (note 11)	**(72)**	(52)
Évaluation à la valeur du marché des instruments dérivés	**(33)**	1
Provision pour combustible nucléaire irradié	**33**	30
Actifs et passifs réglementaires (note 7)	**44**	(39)
Autres (gains) et pertes (note 18)	**(9)**	(10)
Provision pour autres passifs	**–**	54
Divers	**19**	25
	1 900	1 745
Cotisations aux fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 10)	**(454)**	(788)
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires (note 10)	**(195)**	(200)
Remboursement des dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires (note 10)	**82**	119
Cotisations à la caisse de retraite (note 12)	**(253)**	(268)
Charge au titre des avantages complémentaires de retraite et des régimes de retraite complémentaires (note 12)	**(81)**	(73)
Rabais associé à la limite de revenus (note 17)	**(292)**	(167)
Charges de restructuration	**–**	(2)
Variation nette des autres actifs et passifs à long terme	**90**	(56)
Variation des soldes du fonds de roulement hors caisse (note 24)	**73**	69
Flux de trésorerie d'exploitation	**870**	379
Activités d'investissement		
Augmentation des actifs réglementaires (note 7)	**(6)**	(30)
Placement dans des immobilisations corporelles (notes 6 et 19)	**(661)**	(666)
Produit tiré de la cession d'actifs à long terme, montant net	**15**	–
Trésorerie et équivalents de trésorerie transférés aux placements à long terme (note 4)	**–**	(58)
Flux de trésorerie d'investissement	**(652)**	(754)
Activités de financement		
Émission de titres d'emprunt à long terme (note 8)	**395**	900
Remboursement de la dette à long terme (note 8)	**(408)**	(406)
Diminution nette des effets à court terme (note 9)	**–**	(15)
Flux de trésorerie de financement	**(13)**	479
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**205**	104
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	**110**	6
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	**315**	110

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2008	2007
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**315**	110
Débiteurs (note 5)	**525**	315
Stocks de combustible	**736**	604
Charges payées d'avance	**32**	35
Impôts futurs (note 11)	**6**	12
Matières et fournitures (note 3)	**132**	125
	1 746	1 201
Immobilisations corporelles (notes 6 et 19)		
Immobilisations corporelles	**18 333**	17 772
Moins : amortissement cumulé	**5 546**	4 995
	12 787	12 777
Autres actifs à long terme		
Actifs des régimes de retraite reportés (note 12)	**797**	731
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 10)	**9 209**	9 263
Placements à long terme (note 4)	**74**	93
Matières et fournitures à long terme	**338**	353
Impôts futurs (note 11)	**62**	–
Actifs réglementaires (note 7)	**522**	356
Débiteurs à long terme et autres actifs	**44**	65
	11 046	10 861
	25 579	24 839

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

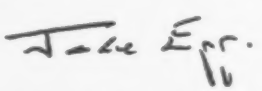
Bilans consolidés

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2008	2007
Passif		
Passif à court terme		
Créditeurs et charges à payer	**1 015**	953
Rabais associé à la limite de revenus, à payer (note 17)	**85**	100
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an (note 8)	**357**	407
Tranche des revenus constatés d'avance échéant à moins d'un an	**12**	12
Impôts sur les bénéfices et impôt sur le capital à payer	**104**	66
	1 573	1 538
Dette à long terme (note 8)	**3 483**	3 446
Autres passifs à long terme		
Enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires (note 10)	**11 384**	10 957
Avantages complémentaires de retraite et régimes de retraite complémentaires (note 12)	**1 703**	1 556
Créditeurs à long terme et charges à payer	**445**	184
Revenus constatés d'avance	**108**	120
Impôts futurs (note 11)	**–**	217
Passifs réglementaires (note 7)	**54**	14
	13 694	13 048
Capitaux propres		
Actions ordinaires	**5 126**	5 126
Bénéfices non répartis	**1 752**	1 664
Cumul des autres éléments du résultat étendu	**(49)**	17
	6 829	6 807
	25 579	24 839

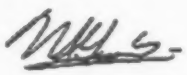
Engagements et éventualités (notes 4, 8, 13 et 16)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration,



L'honorable Jake Epp
Président du conseil d'administration



M. George Lewis
Administrateur

États des variations des capitaux propres consolidés

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2008	2007
Actions ordinaires (note 15)	**5 126**	5 126
Bénéfices non répartis		
Solde au début de l'exercice	**1 664**	623
Ajustement transitoire découlant de l'adoption des normes comptables relatives aux instruments financiers	**–**	513
Bénéfice net	**88**	528
Solde à la fin de l'exercice	**1 752**	1 664
Cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices		
Solde au début de l'exercice	**17**	–
Ajustement transitoire découlant de l'adoption des normes comptables relatives aux instruments financiers	**–**	21
Autres éléments du résultat étendu de l'exercice	**(66)**	(4)
Solde à la fin de l'exercice	**(49)**	17
Total des capitaux propres à la fin de l'exercice	**6 829**	6 807

États du résultat étendu consolidés

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2008	2007
Bénéfice net	**88**	528
Cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices		
(Perte nette) gain net sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie[1]	**(52)**	11
Reclassement dans le résultat net de gains sur les dérivés désignés comme couvertures des flux de trésorerie[2]	**(14)**	(15)
Autres éléments du résultat étendu de l'exercice	**(66)**	(4)
Résultat étendu	**22**	524

1 Déduction faite d'impôts sur les bénéfices de 3 millions de dollars et de 1 million de dollars respectivement pour les exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007.

2 Déduction faite de recouvrements d'impôts sur les bénéfices de 9 millions de dollars pour chacun des exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007.

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés des exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007

1. DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE

Ontario Power Generation Inc. (« OPG » ou la « Société ») a été constituée le 1er décembre 1998 selon la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario). Dans le cadre de la restructuration d'Ontario Hydro, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité* et du secteur de l'électricité en Ontario, Ontario Power Generation Inc. et ses filiales (collectivement appelées « OPG » ou la « Société ») ont acquis et pris en charge certains actifs, passifs, employés, droits et obligations liés aux activités de production d'électricité d'Ontario Hydro le 1er avril 1999, date du début de l'exploitation. Ontario Hydro a continué d'exercer ses activités sous le nom de Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO »), avec le mandat de gérer et de rembourser la dette en cours et les autres obligations d'Ontario Hydro.

2. MODE DE PRÉSENTATION

Les présents états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada et sont présentés en dollars canadiens. La préparation d'états financiers selon les principes comptables généralement reconnus du Canada exige que la direction fasse des estimations et pose des hypothèses qui influent sur les montants présentés des actifs, des passifs, des revenus et des charges et sur la présentation d'actifs et de passifs éventuels. Les montants réels pourraient différer de ces estimations.

Les états financiers consolidés incluent les comptes d'OPG et de ses filiales. OPG comptabilise ses participations dans les coentreprises selon la méthode de la consolidation proportionnelle. Toutes les opérations intersociétés importantes ont été éliminées au moment de la consolidation.

Certains montants comparatifs de 2007 ont été reclassés par rapport aux états financiers antérieurement présentés pour les rendre conformes à la présentation des états financiers de 2008.

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent l'argent en dépôt et les instruments du marché monétaire dont l'échéance est de moins de 90 jours à la date d'achat. Tous les autres instruments du marché monétaire dont l'échéance est de plus de 90 jours, mais de moins de un an à la date d'achat, sont constatés comme des placements à court terme. Ces instruments sont évalués au coût ou à la valeur marchande, selon le moins élevé des deux montants.

Les intérêts gagnés sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et les placements à court terme de 13 millions de dollars (5 millions de dollars en 2007) à un taux réel moyen de 3,0 % (4,4 % en 2007) sont contrebalancés par les intérêts débiteurs dans les états des résultats consolidés.

Cession de créances

La titrisation de créances représente la cession d'actifs, tels que des débiteurs, à des entités ou à des fiducies indépendantes, qui achètent des créances, puis émettent des droits dans celles-ci aux investisseurs. Ces opérations sont comptabilisées comme des ventes étant donné que le contrôle sur ces actifs a été cédé moyennant une contrepartie monétaire nette. Pour chaque cession, l'excédent de la valeur comptable des créances cédées sur la juste valeur estimative du produit reçu figure à titre de perte à la date du transfert dans les intérêts débiteurs nets. La valeur comptable des créances cédées est imputée aux créances vendues ou aux droits conservés selon leur juste valeur relative à la date de la cession. La juste valeur est établie en fonction de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs. Les flux de trésorerie sont projetés à partir des meilleures estimations des principales hypothèses d'OPG, comme les taux d'actualisation, la durée de vie moyenne pondérée des créances et les ratios de créances irrécouvrables.

Quand des créances sont cédées, certains actifs financiers, qui consistent en des droits dans les créances cédées, sont conservés. Certains droits conservés détenus dans les créances sont comptabilisés au coût. Les créances cédées sont entièrement gérées et ne donnent lieu à aucun actif ou passif de gestion.

Stocks

Les stocks de combustible sont évalués au coût moyen pondéré.

Les matières et les fournitures sont évaluées au coût moyen ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé de ces deux montants. La valeur de réalisation nette des matières et des fournitures est établie en fonction de divers facteurs, dont la durée de vie utile résiduelle des installations dans lesquelles les matières et les fournitures seront vraisemblablement utilisées.

Immobilisations et amortissement

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût. Les frais d'intérêts engagés pendant la construction sont capitalisés dans le coût de l'immobilisation en fonction du taux d'intérêt sur la dette à long terme d'OPG. Les dépenses associées au remplacement des principales composantes sont capitalisées.

Les taux d'amortissement utilisés pour les différentes catégories d'immobilisations sont fondés sur leur durée de vie utile estimative. Les coûts d'enlèvement des immobilisations qui n'ont pas fait l'objet d'une provision spécifique au cours de la période considérée ou des périodes antérieures sont également imputés à la dotation aux amortissements. Les frais de réparation et de maintenance sont imputés aux résultats au moment où ils sont engagés.

Les immobilisations sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sauf les ordinateurs et l'équipement de transport et de travail, qui sont amortis selon la méthode de l'amortissement dégressif comme suit :

Centrales nucléaires et principales composantes	15 à 55 ans[1]
Centrales à combustible fossile et principales composantes	25 à 40 ans[2]
Centrales hydroélectriques et principales composantes	25 à 100 ans
Installations d'administration et de service	10 à 50 ans
Ordinateurs et équipement de transport et de travail – amortissement dégressif	9 % à 40 % par année
Principaux logiciels d'application	5 ans
Matériel de service	5 à 10 ans

1 Aux fins de l'amortissement, la fin de vie des centrales nucléaires Darlington, Pickering A, Pickering B, Bruce A et Bruce B s'échelonne de 2014 à 2035. Les principales composantes sont amorties sur la durée de vie de la centrale ou sur la durée de vie des composantes, selon la plus courte des durées. La centrale nucléaire Bruce A a été amortie en totalité en 2003. Toutefois, Bruce Power L.P. a décidé de remettre la centrale Bruce A en état, entraînant une augmentation de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations et une hausse de la valeur comptable de la centrale Bruce A. Les changements apportés à la durée de vie de la centrale aux fins de son amortissement sont décrits à la rubrique *Modifications de conventions et d'estimations comptables*.

2 Aux fins de l'amortissement, la fin de vie susmentionnée ne tient pas compte de l'incidence des prolongations de la durée de vie débutant le 1er janvier 2008, lesquelles sont décrites à la rubrique *Modifications de conventions et d'estimations comptables*.

Dépréciation des immobilisations

OPG évalue ses immobilisations corporelles chaque fois que les conditions indiquent que les flux de trésorerie nets futurs non actualisés estimatifs pourraient être inférieurs à la valeur comptable nette des actifs. Si les flux de trésorerie futurs non actualisés prévus sont inférieurs à la valeur comptable, une perte de valeur est constatée, correspondant à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur. La juste valeur est établie à partir des flux de trésorerie actualisés prévus si les cours du marché ne sont pas disponibles.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

Une réglementation édictée en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario) fait en sorte que, depuis le 1er avril 2005, OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par la plupart de ses centrales hydroélectriques de base et par la totalité des installations nucléaires qu'elle exploite. Cela comprend l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, les installations hydroélectriques R.H. Saunders, et les installations nucléaires Pickering A et B et Darlington. La réglementation prévoit des tarifs réglementés jusqu'au 1er avril 2008. La Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») a établi les nouveaux tarifs au cours du quatrième trimestre de 2008 avec prise d'effet le 1er avril 2008 selon une méthode fondée sur les coûts prévus de prestation du service. Cette méthode établit les montants des paiements réglementés en fonction des besoins de revenus en tenant compte des prévisions en matière de volumes de production et du total des charges d'exploitation, et d'un rendement de la base tarifaire. La base tarifaire est un concept réglementaire qui représente le niveau net moyen des investissements dans des immobilisations réglementées et une provision pour le fonds de roulement. Les tarifs réglementés antérieurs au 1er avril 2008 avaient été établis par la province d'Ontario (la « Province ») à l'aide d'une méthode fondée sur les coûts prévus de prestation du service. L'incidence de la réglementation et de la décision de la CEO sur les conventions de constatation des produits d'OPG est décrite à la rubrique *Constatation des produits*.

La CEO est une société d'État autofinancée. Son mandat et son autorité lui sont conférés par la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la *Loi de 1998 sur l'électricité*, et un bon nombre d'autres lois provinciales. La CEO est un tribunal indépendant quasi judiciaire qui rend des comptes à l'organe législatif de la Province par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure. Elle réglemente les intervenants du marché dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité de la Province et exerce ses fonctions de réglementation au moyen d'audiences publiques et d'autres instances moins officielles comme des consultations.

La réglementation édictée en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario) a obligé OPG à constituer certains comptes d'écarts et de report pour la période jusqu'au 1er avril 2008. Dans sa décision portant sur les nouveaux tarifs réglementés d'OPG, la CEO a rendu une décision à l'égard du traitement des soldes comptabilisés dans ces comptes au 31 décembre 2007. La CEO a aussi autorisé la poursuite et l'établissement de certains comptes d'écarts et de report existants et nouveaux avec prise d'effet le 1er avril 2008.

Les soldes des comptes d'écarts et de report sont comptabilisés à titre d'actifs et de passifs réglementaires dans les états financiers consolidés d'OPG, puisque les normes comptables canadiennes reconnaissent que la réglementation des tarifs peut donner lieu à des avantages et à des obligations économiques dont le recouvrement auprès des consommateurs ou le remboursement à ces derniers sont exigés par l'organisme de réglementation. Lorsque l'organisme de réglementation fournit l'assurance que les charges engagées seront récupérées dans l'avenir, OPG peut reporter ces charges et les constater comme un actif réglementaire. Si une récupération pour l'exercice en cours est prévue pour des charges devant être engagées dans l'avenir, OPG constate un passif réglementaire. De même, si l'organisme

de réglementation comprend des revenus plus élevés ou moins élevés que les revenus prévus à recevoir ou à rembourser par OPG par le truchement des tarifs réglementés futurs, OPG constate alors, respectivement, un actif ou un passif réglementaire. L'évaluation des actifs et des passifs réglementaires est tributaire de certaines estimations et hypothèses, y compris des hypothèses posées relativement à l'interprétation de la réglementation et des décisions de la CEO.

Les soldes des actifs et passifs réglementaires dont l'inclusion dans les tarifs réglementés est approuvée par l'organisme de réglementation sont amortis sur les périodes de recouvrement approuvées. Les soldes rejetés, y compris les intérêts connexes, sont imputés aux résultats au cours de la période pendant laquelle la décision de l'organisme de réglementation est rendue. OPG applique des intérêts aux soldes réglementaires selon les taux prescrits par la réglementation ou la CEO afin de comptabiliser les frais de financement qui devront être recouvrés auprès des consommateurs ou remboursés à ces derniers.

Se reporter aux notes 7 et 11 afférentes aux présents états financiers consolidés pour les renseignements additionnels sur les actifs et passifs réglementaires et la comptabilisation des activités à tarifs réglementés.

Placements dans OPG Ventures

Conformément à la note d'orientation concernant la comptabilité NOC-18, *Sociétés de placement*, les placements détenus par la filiale en propriété exclusive de la Société, OPG Ventures Inc. (« OPGV »), sont comptabilisés à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur des placements sont incluses dans les revenus de la période pendant laquelle les variations se produisent. La juste valeur de ces placements fait l'objet d'une estimation à l'aide d'une méthode appropriée à la lumière de la nature, des faits et des circonstances propres à chaque placement, et elle tient compte de données du marché, d'hypothèses et d'estimations raisonnables.

Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires

OPG constate des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations corporelles relativement à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires, actualisées pour tenir compte de la valeur temporelle de l'argent. Elle a estimé le montant et le calendrier des décaissements futurs liés à ces activités en fonction des plans actuels d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires. Les passifs sont d'abord constatés à leur juste valeur estimative, fondée sur la valeur actualisée des coûts que l'on prévoit engager.

Le passif est augmenté régulièrement du montant de la valeur actualisée de la tranche variable des coûts relatifs aux déchets nucléaires produits chaque année, les montants correspondants étant imputés aux charges d'exploitation. Les charges relatives aux déchets de faible activité et de moyenne activité sont imputées à la dotation aux amortissements. Les charges relatives à l'évacuation ou au stockage du combustible nucléaire irradié sont imputées aux charges relatives au combustible. Le passif peut également être ajusté par suite de modifications des montants ou des échéanciers estimatifs des flux de trésorerie futurs sous-jacents. Au règlement du passif, un gain ou une perte serait constaté.

La désactualisation découle du fait que les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires sont présentés à leur valeur actualisée nette. La charge de désactualisation, qui correspond à l'augmentation de la valeur comptable des passifs attribuable au passage du temps, est incluse dans les charges d'exploitation.

Le coût de mise hors service d'immobilisations est capitalisé par augmentation de la valeur comptable des immobilisations connexes. Le coût capitalisé est amorti sur la durée de vie utile résiduelle des immobilisations connexes et inclus dans la dotation aux amortissements.

Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires

Conformément à l'accord en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement (« ONFA ») conclu entre OPG et la Province de l'Ontario, OPG a établi un Fonds distinct pour combustible irradié (le « Fonds pour combustible irradié ») et un Fonds distinct de déclassement (le « Fonds de déclassement ») (collectivement, les « Fonds nucléaires »). Le Fonds pour combustible irradié vise à financer les dépenses liées à l'évacuation des grappes de combustible nucléaire irradié fortement radioactif, tandis que le Fonds de déclassement a été établi pour financer les dépenses liées à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à l'évacuation des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité. OPG conserve les Fonds nucléaires dans des comptes de garde en mains tierces qui sont distincts du reste de ses actifs.

Les Fonds nucléaires sont investis dans des valeurs à revenu fixe et des titres de capitaux propres. En date du 1er janvier 2007, OPG a adopté le chapitre 3855 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« ICCA »), « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation ». En raison de l'adoption de ce nouveau chapitre, les placements dans les Fonds nucléaires et les montants correspondants dus à la Province sont classés comme détenus à des fins de transaction. Ainsi, les Fonds nucléaires et les montants correspondants dus à la Province sont évalués à leur juste valeur selon le cours acheteur des titres sous-jacents, et les gains et les pertes sont comptabilisés en résultat net.

Constatation des revenus

La production d'électricité d'OPG est entièrement vendue sur le marché de l'énergie au comptant en temps réel qui est administré par la Société indépendante d'exploitation du réseau de l'électricité (« SIERE »). À compter du 1er avril 2005, la production de la plupart des installations hydroélectriques de base d'OPG et de la totalité des installations nucléaires exploitées par OPG a été soumise à la réglementation des tarifs. En conséquence, les revenus tirés de l'énergie produite par les installations nucléaires jusqu'au 1er avril 2008 ont été constatés en fonction d'un tarif réglementé de 4,95 ¢/kWh. Les tarifs réglementés pour la production nucléaire ont augmenté pour s'établir à 5,50 ¢/kWh rétrospectivement au 1er avril 2008 selon la décision de la CEO rendue au quatrième trimestre de 2008. Ce tarif comprend un avenant tarifaire

de 0,20 ¢/kWh au titre du recouvrement des soldes de comptes d'écarts et de report nucléaires approuvés. Le tarif réglementé perçu par OPG jusqu'au 1er avril 2008 pour les 1 900 premiers mégawattheures (« MWh ») de production des installations hydroélectriques réglementées pour toute heure était de 3,3 ¢/kWh. La CEO a rehaussé le tarif à 3,67 ¢/kWh pour les 1 900 premiers MWh de production hydroélectrique réglementée pour la période du 1er avril 2008 au 30 novembre 2008. Toute la production de ces installations hydroélectriques réglementées excédant 1 900 MWh pour toute heure pendant la période du 1er avril 2005 au 30 novembre 2008 a été payée au prix du marché de l'électricité au comptant de l'Ontario. Par suite de la décision de la CEO, avec prise d'effet le 1er décembre 2008, le seuil de 1 900 MWh ne s'applique plus. Avec prise d'effet le 1er décembre 2008, la production nette moyenne réelle par heure d'énergie de ces centrales hydroélectriques pour un mois est payée au tarif réglementé de 3,67 ¢/kWh. Pour les heures où la production nette réelle d'énergie en Ontario est supérieure ou inférieure au volume net moyen par heure du mois, les revenus d'OPG sont rajustés d'un montant égal à l'écart entre le volume moyen net par heure et la production réelle nette d'énergie multipliée par le prix du marché. L'augmentation rétrospective des tarifs réglementés de la production des centrales réglementées pour la période du 1er avril 2008 au 30 novembre 2008 a été comptabilisée pendant la période où la décision de la CEO a été rendue.

La production des autres centrales hydroélectriques, à combustible fossile et éoliennes d'OPG demeure non réglementée et continue d'être vendue au prix du marché au comptant de l'électricité en Ontario. Toutefois, 85 % de la production des autres actifs de production d'OPG, excluant la centrale Lennox, les centrales dont la production est assujettie à une entente appelée Hydroelectric Energy Supply Agreement (« HESA ») avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO »), aux termes d'une directive ministérielle, et les ventes à terme au 1er janvier 2005, font l'objet d'une limite de revenus. La production d'une unité ayant fait l'objet d'une conversion de combustible et la production supplémentaire d'une centrale ayant fait l'objet d'une remise en état ou d'un agrandissement sont aussi exclues de la production couverte par la limite de revenus.

La limite de revenus, qui avait initialement été établie pour une période de 13 mois se terminant le 30 avril 2006, a par la suite été prolongée pour trois autres années. À compter du 1er mai 2006, la limite de revenus a été portée à 4,6 ¢/kWh par rapport à la limite précédente de 4,7 ¢/kWh. Le 1er mai 2007, la limite de revenus a été rétablie à 4,7 ¢/kWh et portée à 4,8 ¢/kWh en date du 1er mai 2008. En outre, depuis le 1er avril 2006, les volumes vendus aux termes d'une vente aux enchères pilote administrée par l'OEO sont assujettis à une limite de revenus supérieure de 0,5 ¢/kWh à la limite de revenus applicable aux autres actifs de production d'OPG. Les revenus excédant ces limites de revenus sont remis à la SIERE au profit des consommateurs. Le rabais associé à la limite de revenus vient à échéance le 1er mai 2009.

OPG vend et achète aussi de l'électricité sur les marchés interconnectés des provinces avoisinantes canadiennes et dans les régions du nord-est et du Midwest des États-Unis. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures figurent aux bilans consolidés à la valeur marchande, les gains et les pertes étant constatés dans les états des résultats consolidés. Les gains et les pertes sur contrats de négociation d'énergie (y compris ceux qui seront réglés physiquement) sont présentés au montant net dans les états des résultats consolidés. Ainsi, des achats d'électricité de 177 millions de dollars en 2008 et de 120 millions de dollars en 2007 ont été déduits des revenus.

OPG tire ses revenus autres qu'énergétiques en vertu d'une entente de location-exploitation conclue avec Bruce Power L.P. (« Bruce Power »), qui vise les centrales nucléaires de Bruce. Ils comprennent un revenu locatif et les revenus tirés de l'analyse et de la conception techniques et des services connexes.

Avant le 1er avril 2008, OPG comptabilisait les revenus tirés du contrat de location-exploitation avec Bruce Power selon la comptabilité de trésorerie. Selon cette méthode, OPG constatait les revenus de location comme le prescrit le contrat de location dans la mesure où les paiements de location devaient être inclus dans les tarifs réglementés futurs imposés à la clientèle. Par suite de la décision de la CEO rendue au quatrième trimestre de 2008, certains paiements de location reçus de Bruce Power ont été inclus dans l'établissement des tarifs réglementés avec prise d'effet le 1er avril 2008 linéairement sur la durée du contrat de location. Par conséquent, OPG comptabilise ces paiements de location linéairement sur la durée du contrat de location avec prise d'effet le 1er avril 2008.

OPG tire également des revenus de sa participation dans la coentreprise de Brighton Beach Power Limited Partnership (« Brighton Beach ») relativement à une convention de conversion énergétique entre Brighton Beach et Coral Energy Canada Inc. (« Coral »). De plus, les revenus autres qu'énergétiques englobent les revenus tirés de la vente d'isotopes et des locations immobilières. Les revenus tirés de ces activités sont constatés lorsque les services sont rendus ou lorsque les produits sont livrés.

Instruments financiers

Le 1er janvier 2007, OPG a adopté trois nouvelles normes comptables publiées par l'ICCA : le chapitre 1530 du *Manuel*, « Résultat étendu », le chapitre 3855 du *Manuel*, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », et le chapitre 3865 du *Manuel*, « Couvertures ».

Selon la nouvelle norme aux fins comptables, les actifs financiers sont classés, comme des placements détenus jusqu'à l'échéance, comme des prêts et créances, ou comme des actifs financiers détenus à des fins de transaction ou disponibles à la vente, et les passifs financiers sont classés comme détenus à des fins de transaction ou à des fins autres que de transaction. Les actifs et passifs financiers détenus à des fins de transaction sont évalués à la juste valeur, et les gains et les pertes sont comptabilisés en résultat net. Les actifs financiers détenus jusqu'à leur échéance, les prêts et les créances ainsi que les passifs financiers détenus à des fins autres que de transaction sont évalués au coût non amorti. Les actifs financiers disponibles à la vente sont évalués à la juste valeur, et les gains et pertes latents découlant des variations de la

juste valeur sont constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. Lorsque le contrat exige que les actifs soient livrés dans un délai établi, les actifs financiers achetés et vendus sont constatés à la date de l'opération. Tous les dérivés, y compris les dérivés incorporés qui doivent être comptabilisés de manière distincte, doivent habituellement être classés comme détenus à des fins de transaction et comptabilisés à la juste valeur dans les bilans consolidés. Les coûts de transaction des instruments financiers classés ou désignés comme détenus à des fins de transaction sont imputés aux résultats à mesure qu'ils sont engagés.

La nouvelle norme permet aussi de désigner tout instrument financier comme détenu à des fins de transaction (l'option de la juste valeur) au moment de sa comptabilisation initiale. Cette désignation par OPG exige que les instruments financiers puissent être évalués de façon fiable, parce qu'une disparité de traitement en matière d'évaluation ou de comptabilisation résulterait autrement du fait que des actifs ou des passifs sont évalués sur des bases différentes.

Couvertures
La nouvelle norme précise les critères en vertu desquels la comptabilité de couverture peut être appliquée et comment la comptabilité de couverture doit être appliquée dans le cadre de chacune des stratégies de couverture permises : les couvertures de juste valeur, les couvertures de flux de trésorerie et les couvertures de l'exposition au risque de change d'un investissement net dans un établissement étranger autonome. Dans le cas d'une relation de couverture de flux de trésorerie, la partie efficace de la variation de la juste valeur du dérivé de couverture est constatée dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. La partie inefficace est comptabilisée en résultat net. Les montants constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés dans le résultat net des périodes au cours desquelles le résultat net subit l'incidence de la variabilité des flux de trésorerie de l'élément couvert.

Dérivés
OPG est exposée aux fluctuations des prix de l'électricité associées à un marché au comptant de l'électricité de gros en Ontario. Elle gère ce risque au moyen de divers contrats sur l'énergie et contrats de ventes connexes. Ces contrats doivent servir de couverture contre le risque sur marchandises dans le portefeuille de production d'OPG. Les gains et les pertes sur les instruments de couverture sont comptabilisés dans les revenus non réglementés pendant la durée du contrat lorsque l'opération sous-jacente est effectuée. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont constatés comme des actifs ou des passifs, à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les autres revenus.

OPG conclut aussi des dérivés avec d'importantes institutions financières afin de gérer l'exposition de la Société à la fluctuation des devises. Les gains et les pertes de change sur ces contrats de dérivés libellés en devises sont constatés en tant qu'ajustement du prix d'achat de la marchandise ou des biens reçus.

OPG est exposée aux variations des taux d'intérêt du marché sur la dette qui doit, selon les prévisions, être émise dans l'avenir. OPG utilise des dérivés sur taux d'intérêt pour couvrir cette exposition. Les gains et les pertes sur ces couvertures de taux d'intérêt sont inscrits en tant qu'ajustement des intérêts débiteurs se rapportant à la dette couverte. Les gains et les pertes qui ne répondent pas aux critères d'efficacité sont comptabilisés dans le bénéfice net de la période au cours de laquelle ils se produisent.

OPG se sert de crédits de réduction des émissions et de quotas pour gérer les émissions dans les limites réglementaires prescrites. Les crédits de réduction des émissions sont achetés auprès de partenaires commerciaux au Canada et aux États-Unis. Les quotas d'émissions sont obtenus de la Province et achetés auprès de partenaires commerciaux en Ontario. Le coût des crédits de réduction des émissions et les quotas sont comptabilisés dans les stocks et imputés aux résultats d'OPG, au coût moyen, dans les charges liées au combustible selon les besoins. Les options d'achat de crédits de réduction des émissions sont comptabilisées en tant que dérivés et inscrites à la valeur marchande estimative.

La comptabilité de couverture est appliquée lorsque l'instrument dérivé est désigné en tant que couverture et lorsqu'il est prévu qu'elle sera efficace tout au long de la durée de vie de l'élément couvert. La juste valeur de l'instrument dérivé est incluse dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les états du résultat étendu consolidés. Lorsqu'une relation de couverture prend fin, qu'il est mis fin à une désignation de relation de couverture ou qu'une partie de l'instrument de couverture n'est plus efficace, tous les gains ou les pertes connexes inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont comptabilisés dans l'état des résultats consolidé de la période.

Conversion des devises
Les actifs et les passifs monétaires libellés en devises sont convertis en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la fin de l'exercice. Tout gain ou toute perte en résultant est constaté dans les revenus.

Recherche et développement
Les frais de recherche et de développement sont imputés aux résultats dans l'exercice où ils sont engagés. Les frais de recherche et de développement engagés pour régler des obligations à long terme, comme les passifs liés à la gestion des déchets nucléaires, pour lesquels des provisions spécifiques existent déjà, sont imputés au passif correspondant.

Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite
Les avantages postérieurs à l'emploi offerts par OPG comprennent un régime de retraite agréé contributif à prestations déterminées, un régime de retraite complémentaire à prestations déterminées, une assurance-vie collective, une assurance de soins de santé et une assurance en cas d'invalidité prolongée. OPG constate ses obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite. Les obligations au titre des coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont établies selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services. L'obligation au titre des prestations d'invalidité prolongée est calculée au moyen de la méthode de répartition des prestations selon une capitalisation à l'échéance. Les obligations au titre des prestations constituées et des avantages complémentaires de retraite dépendent de divers facteurs dont les taux d'intérêt, les ajustements provenant de modifications des régimes, les modifications des hypothèses, les gains ou les pertes actuariels, le niveau des salaires, l'inflation et la hausse des prix. Les coûts et les obligations liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite sont déterminés chaque année par des actuaires indépendants, à partir des meilleures estimations de la direction.

Les hypothèses sont des intrants importants des modèles actuariels qui évaluent les obligations au titre des prestations de retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite et leur incidence connexe sur l'exploitation. Deux principales hypothèses, soit le taux d'actualisation et l'inflation, constituent des éléments importants du coût et des obligations relatifs aux avantages. En outre, le taux de rendement prévu des actifs est une hypothèse importante dans l'établissement des coûts des régimes de retraite. Ces hypothèses, de même que d'autres hypothèses touchant des facteurs démographiques, comme l'âge à la retraite, le taux de mortalité et le taux de roulement du personnel, sont évaluées régulièrement par la direction de concert avec un actuaire indépendant. Au cours du processus d'évaluation, les hypothèses sont mise à jour pour refléter l'historique réel et les prévisions. Les résultats réels pour tout exercice différeront souvent des hypothèses actuarielles en raison de facteurs économiques et autres, et selon les PCGR du Canada, l'incidence de ces écarts est cumulée et amortie sur les périodes futures.

Les taux d'actualisation employés par OPG pour établir les obligations au titre des prestations projetées et les coûts des régimes d'avantages sociaux de la Société sont fondés sur le rendement d'obligations de sociétés notées AA représentatives. Les taux d'actualisation permettent à OPG de calculer la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs prévus à la date d'évaluation. Un taux d'actualisation moins élevé se traduit par une augmentation de la valeur actualisée des obligations au titre des prestations constituées et des coûts des régimes. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes est fondé sur la répartition actuelle et prévue des actifs, de même que sur les risques passés et les rendements à long terme de chaque catégorie d'actifs du portefeuille des régimes. Un taux de rendement des actifs des régimes moins élevé se traduit par une augmentation des coûts des régimes de retraite.

Les actifs de la caisse de retraite se composent essentiellement de titres de capitaux propres et de titres d'emprunt de gouvernements et de sociétés, de placements immobiliers et d'autres placements gérés par des gestionnaires de portefeuilles professionnels. La caisse n'investit pas dans les titres de capitaux propres ou les titres d'emprunt émis par OPG. Les actifs de la caisse de retraite sont évalués à des valeurs liées au marché afin de déterminer les gains ou les pertes actuariels et le rendement prévu des actifs des régimes. La valeur liée au marché tient compte des gains et des pertes sur les actifs découlant des titres de capitaux propres à un taux de rendement réel présumé de 6 % sur une période de cinq ans.

Les coûts au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite comprennent les coûts des prestations au titre des services rendus au cours de l'exercice, les intérêts débiteurs sur les obligations, le rendement prévu des actifs des régimes de retraite, les ajustements liés aux modifications des régimes et les ajustements liés aux gains et aux pertes actuariels, qui découlent de changements d'hypothèses, et les gains et les pertes réels. Les coûts des prestations au titre des services passés résultant des modifications des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés couverts par les régimes, étant donné que les avantages économiques pour OPG seront réalisés sur cette période. En raison de la nature à long terme des passifs au titre des avantages postérieurs à l'emploi, l'excédent du gain net cumulatif non amorti (ou de la perte nette cumulative non amortie), sur 10 % de l'obligation au titre des prestations ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes de retraite, selon le plus élevé des deux montants, est également amorti sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés.

Lorsque la constatation de la mutation d'employés et du transfert des avantages connexes se traduit par une compression et un règlement des obligations, la compression est comptabilisée avant le règlement. On désigne par compression la perte du droit par les employés de constituer des prestations futures dans le cadre du régime. On entend par règlement l'annulation d'une obligation dans le cadre du régime.

Impôts
En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, OPG est tenue de verser des paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés et sur le capital à la SFIEO. Ces paiements sont calculés conformément aux dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario), et sont modifiés conformément à la *Loi de 1998 sur l'électricité* et à la réglementation connexe. OPG verse donc des impôts d'un montant semblable au montant qu'elle devrait verser en vertu des lois fiscales fédérale et provinciale.

OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices de ses activités non réglementées. Selon cette méthode, les actifs et les passifs d'impôts futurs sont établis selon les écarts entre les valeurs comptables et les valeurs fiscales des actifs et des passifs et sont évalués au moyen des taux d'imposition pratiquement en vigueur et des lois qui seront en vigueur au cours des exercices

où les écarts temporaires devraient se résorber ou se régler. L'incidence d'une modification du taux d'imposition sur les actifs et les passifs d'impôts futurs est imputée aux résultats dans la période où la modification est pratiquement en vigueur. Les actifs d'impôts futurs sont évalués et, si leur réalisation n'est pas jugée plus probable qu'improbable, une provision pour moins-value est constituée.

Depuis le 1er avril 2005, avec la mise en application de la réglementation des tarifs, OPG comptabilise les impôts sur les bénéfices liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités selon la méthode des impôts exigibles. Selon cette méthode, OPG ne constate pas d'impôts futurs liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités dans la mesure où ces impôts futurs devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs imposés à la clientèle.

OPG verse à la SFIEO des paiements en remplacement des impôts fonciers sur ses actifs de production d'énergie nucléaire et d'origine fossile, et paie aussi des impôts fonciers aux municipalités.

OPG se voit imputer un montant sur les revenus bruts tirés de la production annuelle d'électricité découlant de ses actifs de production hydroélectrique. Ce montant comprend un pourcentage fixe appliqué à la production hydroélectrique annuelle dérivée des centrales situées sur des terres de la Couronne et un pourcentage progressif applicable à toutes les centrales hydroélectriques. Il est inclus dans les charges liées au combustible.

Modifications de conventions et d'estimations comptables

Amortissement des actifs à long terme

Les estimations comptables liées à l'amortissement des actifs à long terme exigent beaucoup de discernement de la part de la direction pour évaluer les durées de vie utile appropriées des actifs à long terme d'OPG, y compris la prise en compte de divers facteurs technologiques et autres.

Avec prise d'effet le 1er janvier 2008, la durée de service de la centrale nucléaire Darlington a été prolongée de deux ans, jusqu'en 2019, aux fins du calcul de l'amortissement, par suite d'une analyse technique des composantes à durée de vie limitée de la centrale. Cette prolongation a permis de réduire la dotation aux amortissements de 18 millions de dollars par année.

Avec prise d'effet le 1er janvier 2009, la durée de service des centrales à combustible fossile au charbon a été prolongée de deux ans, jusqu'en 2014, aux fins du calcul de l'amortissement, par suite de l'annonce de la province d'Ontario d'abolir progressivement la production alimentée au charbon d'ici 2014. Cette prolongation permettra de réduire la dotation aux amortissements de 31 millions de dollars par année.

Avec prise d'effet le 1er janvier 2008, la Société a prolongé la durée de service de la centrale nucléaire Bruce B jusqu'en 2014, aux fins de l'amortissement, par suite de l'examen des plans de capacité de production future du Plan pour le réseau d'électricité intégré (« PREI ») de l'OEO et à la lumière des données historiques sur la durée de service des principales composantes à durée de vie limitée de la centrale. En raison de cette prolongation, la dotation aux amortissements a diminué de 7 millions de dollars par année. De plus, en date du 1er janvier 2008, OPG a prolongé la durée de service de la centrale nucléaire Bruce A jusqu'en 2035, aux fins de l'amortissement, par suite de l'examen des plans de capacité de production future déposés auprès de l'OEO et d'autres informations disponibles. La prolongation de la durée de service de la centrale nucléaire Bruce A, aux fins de l'amortissement, a réduit la dotation aux amortissements de 8 millions de dollars par année.

Instruments financiers et capital – Informations à fournir et présentation

Le 1er janvier 2008, OPG a adopté trois nouvelles normes comptables en matière de présentation et d'informations à fournir publiées par l'ICCA : le chapitre 3862 du *Manuel*, « Instruments financiers – informations à fournir », le chapitre 3863 du *Manuel*, « Instruments financiers – présentation », et le chapitre 1535 du *Manuel*, « Informations à fournir concernant le capital ».

Le chapitre 3862 du *Manuel*, « Instruments financiers – informations à fournir », présente les exigences en matière d'informations à fournir sur les instruments financiers et rehausse l'accent mis sur les informations à l'égard des risques liés aux instruments financiers comptabilisés et non comptabilisés et sur la façon dont ces risques sont gérés.

Le chapitre 3863 du *Manuel*, « Instruments financiers – présentation », reprend les exigences en matière de présentation du chapitre 3861, « Instruments financiers – informations à fournir et présentation ».

Le chapitre 1535 du *Manuel*, « Informations à fournir concernant le capital », exige la présentation d'informations qualitatives et quantitatives permettant aux utilisateurs d'états financiers d'évaluer les objectifs, les politiques et les procédures de gestion du capital d'une entité.

Secteurs isolables

À compter du quatrième trimestre de 2008, OPG a séparé le secteur Production nucléaire réglementée en deux secteurs isolables, soit le secteur Production nucléaire réglementée et le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée. La présentation sectorielle modifiée est conforme à la structure stratégique des unités fonctionnelles et de présentation de l'information d'OPG, et reflète la façon dont les décisions d'exploitation sont prises et dont le rendement est évalué, compte tenu de l'ampleur et de la croissance importante des activités de déclassement et de gestion des déchets nucléaires, des actifs et des passifs. Les résultats des périodes correspondantes ont été reclassés pour refléter la présentation modifiée.

Stocks
En mars 2007, l'ICCA a publié le chapitre 3031 du *Manuel*, « Stocks », fondée sur la norme internationale d'information financière 2 (« IAS 2 »). Le chapitre remplace le chapitre 3030 du *Manuel*, « Stocks ». En vertu de ce chapitre, les stocks doivent être évalués au plus faible du coût et de la valeur de réalisation nette, ce qui diffère des dispositions antérieures de la méthode du moindre du coût et de la valeur de marché. Ce chapitre permet également la reprise d'une réduction de valeur antérieurement constatée. De plus, en raison des modifications apportées au chapitre et des modifications corrélatives, certaines pièces de rechange importantes d'OPG, antérieurement inscrites en tant que matières et fournitures dans les bilans consolidés d'OPG, sont maintenant comptabilisées à titre d'immobilisations corporelles. La nouvelle norme comptable et les modifications corrélatives sont entrées en vigueur pour OPG le 1er janvier 2008. OPG a reclassé des pièces de rechange importantes de 19 millions de dollars, déduction faite des amortissements cumulés, dans les immobilisations corporelles de l'exercice 2008. Cette norme comptable et les modifications corrélatives n'ont pas eu d'incidence importante sur la situation financière ni sur les résultats d'exploitation d'OPG pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008.

Modifications futures de conventions comptables

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés
En décembre 2007, l'ICCA a révisé ses directives à l'égard de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés. La révision découle des modifications apportées aux chapitres 1100, « Principes comptables généralement reconnus », et 3465, « Impôts sur les bénéfices », ainsi qu'à la note d'orientation concernant la comptabilité 19, « Entités assujetties à la réglementation des tarifs – informations à fournir » (« NOC-19 »), à savoir :

- supprimer l'exemption temporaire se rapportant à l'application du chapitre 1100 à la constatation des activités à tarifs réglementés, y compris éliminer la possibilité d'utiliser les pratiques du secteur comme méthode acceptable de constatation et d'évaluation des actifs et des passifs découlant de la réglementation des tarifs;
- modifier le chapitre 3465 afin d'exiger la constatation des actifs et des passifs d'impôts futurs, de même qu'un actif ou un passif réglementaire distinct au titre du montant d'impôts futurs devant être inclus dans les tarifs futurs et recouvré auprès des clients futurs (ou payé à ceux-ci);
- modifier la NOC-19, au besoin, par suite des modifications apportées aux chapitres 1100 et 3465.

En raison des modifications apportées au chapitre 3465, OPG doit constater les impôts futurs associés à ses activités à tarifs réglementés de la même façon qu'elle comptabilise les impôts futurs de ses activités non réglementées. OPG a appliqué les changements de manière prospective aux états financiers consolidés intermédiaires et annuels à compter du 1er janvier 2009. Par conséquent, le 1er janvier 2009, OPG a comptabilisé un passif d'impôts futurs de 466 millions de dollars et un actif réglementaire correspondant. Le passif d'impôts futurs de 466 millions de dollars comprend des impôts futurs découlant d'actifs et de passifs réglementaires de 126 millions de dollars qui doivent être comptabilisés en raison de modifications apportées au chapitre 3465.

Actifs incorporels
En février 2008, l'ICCA a publié le chapitre 3064 du *Manuel*, « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », qui remplace le chapitre 3062 du *Manuel*, « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels », et qui établit des normes de constatation, d'évaluation, de présentation et d'informations à fournir relatives aux écarts d'acquisition et aux actifs incorporels. Ces normes s'appliquent aux états financiers intermédiaires et annuels relatifs aux exercices ouverts à compter du 1er octobre 2008. L'adoption de cette norme s'est traduite par le reclassement d'un montant de 42 millions de dollars des immobilisations corporelles aux actifs incorporels le 1er janvier 2009.

4. PLACEMENT DANS DU PAPIER COMMERCIAL ADOSSÉ À DES ACTIFS

En août 2007, le marché du papier commercial adossé à des actifs (« PCAA ») a été touché par des problèmes de liquidité lorsque des billets de PCAA de fonds multicédants tiers non bancaires n'ont pu être refinancés à leur échéance. À ce moment, le placement d'OPG dans du PCAA totalisait 103 millions de dollars. De ce montant, une tranche de 45 millions de dollars a été restructurée, et OPG a reçu un paiement égal à environ 98,7 % de la valeur nominale des billets en décembre 2007, se traduisant par une perte de 1 million de dollars. Sur la tranche restante de 58 millions de dollars, OPG a comptabilisé une moins-value de 9 millions de dollars au 31 décembre 2007, plus une moins-value additionnelle de 14 millions de dollars au cours de 2008. La moins-value a été comptabilisée dans les autres gains et pertes. Le reste des billets de PCAA de tiers détenus par OPG sont comptabilisés à titre de placements à long terme.

Le 21 janvier 2009, le Comité pancanadien d'investisseurs dans du PCAA de tiers a annoncé que le plan de restructuration (le « plan ») visant 32 milliards de dollars de billets de PCAA de tiers était entièrement mis en œuvre. En vertu des modalités du plan, le papier commercial à court terme d'OPG a été échangé contre des billets à plus long terme d'environ 58 millions de dollars. OPG a reçu cinq catégories de billets, qui sont soutenus par des facilités de financement de marge fournies par des fournisseurs d'actifs tiers, des banques canadiennes et des gouvernements. OPG a aussi reçu le paiement partiel des intérêts courus totalisant 2 millions de dollars sur son papier commercial à court terme détenu au cours des 17 derniers mois.

Au cours du quatrième trimestre de 2008, en raison de la détérioration continue du contexte de crédit, OPG a conclu qu'une moins-value additionnelle de 5 millions de dollars était nécessaire. La perte a été établie à l'aide de la méthode d'évaluation antérieurement conçue et mise à jour en fonction des renseignements obtenus sur les différentiels de crédit et les taux d'actualisation.

Les billets restructurés devraient comporter une échéance de huit à neuf ans. L'échéance exacte sera touchée par la reprise de garanties lorsque les swaps sous-jacents viendront à échéance. L'échéance établie pour les billets est 2056. OPG continue de surveiller le développement d'un marché secondaire pour évaluer la juste valeur du reste de ses billets.

OPG dispose de facilités de crédit suffisantes pour satisfaire à ses obligations financières et respecter ses échéances, et ne prévoit pas que le problème de liquidité actuel relatif au PCAA de tiers aura une incidence défavorable importante sur ses activités.

5. CESSION DE CRÉANCES

En octobre 2003, la Société a signé un accord visant la cession d'un droit de copropriété indivis dans ses créances actuelles et futures (les « créances ») à une fiducie indépendante. La Société conserve également un droit de copropriété indivis dans les créances cédées à la fiducie. En vertu de l'accord, la Société continue de gérer les créances. Dans le cadre de la cession, la fiducie reste propriétaire d'une partie des paiements découlant des créances, calculés chaque mois. Le recours de la fiducie envers la Société se limite généralement au revenu tiré des créances. En décembre 2005, la Société a prolongé cet accord jusqu'en août 2009.

OPG a comptabilisé la cession initiale du droit de copropriété à la fiducie et les cessions subséquentes requises aux termes de l'option de rechargement de la titrisation comme une vente, conformément à la note d'orientation concernant la comptabilité 12 de l'ICCA, « Cession de créances ». Selon cette note d'orientation, le produit de chaque cession à la fiducie est réputé correspondre à la somme reçue de la fiducie, déduction faite du droit de copropriété indivis conservé par la Société. Pour 2008, OPG a constaté des charges avant impôts de 12 millions de dollars (15 millions de dollars en 2007) sur ces cessions à un coût moyen des fonds de 3,9 % (5,1 % en 2007). Au 31 décembre 2008, OPG avait cédé 300 millions de dollars de son portefeuille de créances total de 507 millions de dollars (479 millions de dollars au 31 décembre 2007).

Les créances présentées et titrisées par la Société sont comme suit :

	Capital des créances aux 31 décembre		Solde moyen des créances pour les exercices terminés les 31 décembre	
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**2008**	2007	**2008**	2007
Total du portefeuille de créances[1]	**507**	479	**471**	454
Créances cédées	**300**	300	**300**	300
Créances conservées	**207**	179	**171**	154
Coût moyen des fonds			**3,9 %**	5,1 %

1 Le montant représente les créances en cours de la SIERE, montant brut, y compris les créances titrisées, que la Société continue de gérer.

Une variation défavorable immédiate de 10 % à 20 % du taux d'actualisation n'aurait pas une incidence importante sur la juste valeur du droit conservé. Il n'y a pas eu de créances irrécouvrables pour les exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007.

Les flux de trésorerie liés aux titrisations pour les exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007 sont comme suit :

(en millions de dollars)	**2008**	2007
Recouvrements réinvestis dans les ventes à rechargement[1]	**3 600**	3 600
Flux de trésorerie liés aux droits conservés	**2 020**	1 759

1 Étant donné l'option de rechargement de la titrisation, les recouvrements de créances titrisées sont immédiatement réinvestis dans des créances additionnelles, ce qui signifie que le produit au comptant pour la Société ne dépassera pas le montant initial de 300 millions de dollars. Les montants reflètent le total de 12 montants mensuels.

6. IMMOBILISATIONS CORPORELLES ET AMORTISSEMENT

La dotation aux amortissements se composait de ce qui suit aux 31 décembre 2008 et 2007 :

(en millions de dollars)	**2008**	2007
Amortissement	**626**	587
Amortissement des actifs et passifs réglementaires (note 7)	**111**	96
Frais de gestion des déchets nucléaires	**6**	12
	743	695

Les immobilisations se composaient de ce qui suit aux 31 décembre 2008 et 2007 :

(en millions de dollars)	2008	2007
Immobilisations corporelles		
Centrales nucléaires	6 615	6 466
Centrales hydroélectriques réglementées	4 425	4 411
Centrales hydroélectriques non réglementées	3 559	3 525
Centrales à combustible fossile	1 618	1 553
Autres immobilisations	844	867
Constructions en cours	1 272	950
	18 333	17 772
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	5 182	4 636
Autres immobilisations	364	359
	5 546	4 995
	12 787	12 777

Les intérêts capitalisés dans les constructions en cours à un taux de 6,0 % au cours des exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007 étaient de respectivement 56 millions de dollars et 42 millions de dollars.

7. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES ET SOMMAIRE DE LA COMPTABILISATION DES ACTIVITÉS À TARIFS RÉGLEMENTÉS

La réglementation édictée en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario) a obligé OPG à constituer certains comptes d'écarts et de report pour la période du 1er avril 2005 jusqu'au 31 mars 2008. L'approbation par la CEO des nouveaux tarifs réglementés avec prise d'effet le 1er avril 2008 était accompagnée de la directive de traitement des soldes d'actifs et de passifs réglementaires d'OPG au 31 décembre 2007 et de l'autorisation de certains comptes d'écarts et de report entrant en vigueur après le 31 mars 2008. En 2008, OPG a comptabilisé des ajouts à ses soldes réglementaires jusqu'au 31 mars 2008 en vertu de la réglementation, et en fonction de la décision rendue par la CEO après cette date. OPG a aussi commencé à amortir les soldes réglementaires approuvés pour recouvrement avec prise d'effet le 1er avril 2008. Les soldes réglementaires rejetés par la CEO ont été imputés aux résultats au moment où la décision a été rendue au quatrième trimestre de 2008. OPG a aussi comptabilisé des intérêts sur ses soldes réglementaires au taux de 6 % pour la période jusqu'au 31 mars 2008 selon la réglementation, et à compter du 1er avril 2008, au taux d'intérêt prescrit par la CEO de temps à autre à l'égard des comptes d'écarts et de report des entités qu'elle réglemente. Ce taux d'intérêt a varié à l'intérieur d'une fourchette de 3 % à 4 % au cours des neuf mois terminés le 31 décembre 2008. OPG présentera une demande pour le recouvrement des soldes réglementaires comptabilisés après le 31 décembre 2007 dans sa prochaine demande auprès de la CEO.

Les actifs et les passifs réglementaires comptabilisés aux 31 décembre 2008 et 2007 s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars)	2008	2007
Actifs réglementaires		
Revenus et écarts de coûts de Bruce	260	–
Coûts de remise en service de Pickering A	123	183
Compte de report des passifs nucléaires	132	131
Frais de développement de capacité nucléaire – Remise en état de la capacité	–	16
Frais de développement de capacité nucléaire – Nouvelle capacité nucléaire	–	12
Écart relatif à la production hydroélectrique	–	7
Écart relatif aux revenus tirés de services connexes	–	5
Divers	7	2
Total des actifs réglementaires	522	356
Passifs réglementaires		
Frais de développement de capacité nucléaire – Remise en état de la capacité	6	–
Frais de développement de capacité nucléaire – Nouvelles installations nucléaires	21	–
Écart relatif à la production hydroélectrique	22	–
Écart relatifs aux revenus tirés de services connexes	4	–
Divers	1	14
Total des passifs réglementaires	54	14

La variation des actifs et des passifs réglementaires pour 2008 et 2007 est la suivante :

(en millions de dollars)	Revenus et écarts de coûts de Bruce	Coûts de remise en service de Pickering A	Compte de report des passifs nucléaires	Frais de développement de capacité nucléaire – Remise en état de la capacité	Frais de développement de capacité nucléaire – Nouvelle capacité nucléaire	Écart relatif à la production hydro-électrique	Écart relatif aux revenus tirés de services connexes	Divers (montant net)
Actifs (passifs) réglementaires au 1er janvier 2007	–	249	–	–	–	(4)	–	(5)
Augmentation (diminution) au cours de l'exercice	–	–	127	15	12	10	5	(6)
Intérêts	–	30	4	1	–	1	–	(1)
Amortissement de l'exercice	–	(96)	–	–	–	–	–	–
Actifs (passifs) réglementaires au 31 décembre 2007	–	183	131	16	12	7	5	(12)
Augmentation (diminution) au cours de l'exercice	259	–	31	(6)	(30)	(25)	(7)	5
Intérêts	1	6	6	–	–	–	–	–
Amortissement de l'exercice	–	(66)	(36)	–	(3)	(4)	(2)	–
Autres charges	–	–	–	(16)	–	–	–	13
Actifs (passifs) réglementaires au 31 décembre 2008	**260**	**123**	**132**	**(6)**	**(21)**	**(22)**	**(4)**	**6**

Revenus et écarts de coûts de Bruce

Conformément aux exigences de la réglementation, la CEO a ordonné à OPG d'inclure l'écart entre les revenus et les coûts d'OPG relatifs à ses deux centrales nucléaires louées à Bruce Power pour établir les tarifs réglementés de la production des centrales nucléaires réglementées d'OPG. La CEO a aussi constitué un compte d'écarts avec prise d'effet le 1er avril 2008, dans lequel sont comptabilisés les écarts entre les revenus et les coûts prévus liés aux centrales Bruce qui sont inclus dans les tarifs réglementés pour la production nucléaire approuvés, et les montants réels. En 2008, OPG a comptabilisé un actif réglementaire de 260 millions de dollars dans ce compte d'écarts, y compris 1 million de dollars au titre des intérêts sur le solde. L'actif réglementaire comprend un écart de 333 millions de dollars par rapport aux prévisions en raison de pertes des fonds nucléaires relatifs aux centrales Bruce depuis le 1er avril 2008, en partie contrebalancé par un écart correspondant de la charge d'impôts de 95 millions de dollars. L'écart net restant de 21 millions de dollars comprend des écarts au titre des revenus tirés des contrats de location et une charge d'actualisation relative aux passifs nucléaires liés aux centrales Bruce.

Coûts de remise en service de Pickering A

Avec prise d'effet le 1er janvier 2005, conformément à la réglementation, OPG a été tenue d'établir un compte de report relativement aux coûts autres qu'en capital engagés à compter du 1er janvier 2005 liés à la remise en service prévue de la totalité des réacteurs de la centrale nucléaire Pickering A. Au 31 décembre 2008, le solde du compte de report s'établissait à 123 millions de dollars, y compris des intérêts de 43 millions de dollars, déduction faite de l'amortissement cumulé de 191 millions de dollars. Au 31 décembre 2007, la solde du compte de report s'établissait à 183 millions de dollars, y compris des intérêts de 37 millions de dollars, déduction faite de l'amortissement cumulé de 125 millions de dollars. Aucun coût additionnel n'a été reporté dans le compte au cours des exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007. OPG a entamé l'amortissement du solde du compte de report pour la période commencée en novembre 2005, lorsque le réacteur 1 de la centrale Pickering A a été remis en service, jusqu'au 31 mars 2008, conformément aux modalités de la réglementation. Dans sa décision, la CEO a autorisé le recouvrement du solde non amorti du compte au 31 décembre 2007 pendant une période de 45 mois se terminant le 31 décembre 2011. Par conséquent, avec prise d'effet rétrospective le 1er avril 2008, OPG amortit le solde du compte linéairement sur cette période.

Compte de report des passifs nucléaires

En février 2007, la Province a modifié la réglementation en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario) afin d'exiger d'OPG qu'elle établisse un compte de report relativement à des variations de son passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié et au déclassement nucléaire et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité. Le compte de report représente l'incidence sur les besoins de revenus des variations des passifs nucléaires découlant d'un plan de référence approuvé après le 1er avril 2005, selon les modalités de l'ONFA.

Le 31 décembre 2006, OPG a constaté une hausse de ses passifs nucléaires de 1 386 millions de dollars par suite d'une mise à jour du plan de référence approuvé, conformément aux termes de l'ONFA. Par conséquent, à compter du 1er janvier 2007 et jusqu'au 31 mars 2008, OPG a comptabilisé un actif réglementaire lié à cette augmentation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires (les « passifs nucléaires ») découlant du plan de référence approuvé. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008,

OPG a comptabilisé des ajouts au compte de report de 37 millions de dollars, y compris 6 millions de dollars au titre des intérêts. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2007, OPG avait comptabilisé des ajouts au compte de report de 131 millions de dollars, y compris 4 millions de dollars au titre des intérêts. Dans sa décision de 2008, la CEO a autorisé le recouvrement du solde du compte au 31 décembre 2007 pendant une période de 33 mois se terminant le 31 décembre 2010. Par conséquent, au quatrième trimestre de 2008, OPG a entamé l'amortissement du solde approuvé rétrospectivement au 1er avril 2008 de façon linéaire pendant la période de 33 mois.

Frais de développement de capacité nucléaire
Jusqu'au 31 mars 2008, conformément à son interprétation de la réglementation, OPG a comptabilisé des actifs réglementaires se rapportant à des coûts autres qu'en capital attribuables à des activités de développement de capacité nucléaire. Plus particulièrement, les coûts comptabilisés sont ceux engagés à compter du 13 juin 2006 pour la planification et la préparation de l'aménagement de nouvelles installations nucléaires proposées, de même que ceux liés à la remise en état potentielle des centrales nucléaires Pickering B et Darlington dans la mesure où ils n'avaient pas été antérieurement inclus dans les prévisions fournies à la Province aux fins d'établissement des tarifs réglementés pour la période terminée le 31 mars 2008.

Au cours du trimestre terminé le 31 mars 2008, OPG a reporté des coûts totalisant 4 millions de dollars se rapportant à des activités d'aménagement de nouvelles installations nucléaires, contre des coûts de 12 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007. Au cours du trimestre terminé le 31 mars 2008, OPG n'a comptabilisé aucun coût lié à la remise en état potentielle de centrales existantes, et avait comptabilisé des coûts de 16 millions de dollars, y compris 1 million de dollars au titre des intérêts, au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2007. La décision de la CEO a autorisé le recouvrement de coûts comptabilisés jusqu'au 31 décembre 2007 pour l'aménagement de nouvelles installations nucléaires sur une période de 33 mois se terminant le 31 décembre 2010. Par conséquent, au quatrième trimestre, OPG a commencé à amortir le solde approuvé rétrospectivement au 1er avril 2008 de façon linéaire sur cette période. La CEO a établi qu'elle n'avait pas juridiction pour approuver le recouvrement des coûts comptabilisés avant le 1er avril 2008 relatifs à la remise en état de la capacité. Par conséquent, l'actif réglementaire connexe de 16 millions de dollars a été imputé aux résultats au quatrième trimestre de 2008.

La CEO a aussi établi des comptes d'écarts, avec prise d'effet le 1er avril 2008, à l'égard des frais d'aménagement de nouvelles installations nucléaires et des coûts de remise en état de la capacité, pour tenir compte des variations par rapport aux coûts prévus approuvés par la CEO aux fins d'établissement des nouveaux tarifs réglementés. Par conséquent, OPG a comptabilisé des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration additionnelles de 34 millions de dollars à l'égard des frais d'aménagement de nouvelles installations nucléaires, et de 6 millions de dollars à l'égard des coûts de remise en état de la capacité au cours des neuf mois terminés le 31 décembre 2008.

Écarts relatifs aux revenus tirés de la production hydroélectrique et de services connexes
La décision de la CEO a autorisé le maintien de comptes d'écarts déjà existants avec prise d'effet le 1er avril 2008 pour tenir compte des écarts dans la production hydroélectrique découlant de différences entre les conditions hydrologiques prévues et réelles, de même que de différences entre les revenus tirés de services connexes prévus et réels. Les conditions hydrologiques et les revenus tirés de services connexes prévus sont ceux approuvés par la CEO aux fins d'établissement des nouveaux tarifs réglementés. Avant le 1er avril 2008, les écarts étaient établis par rapport aux informations de prévision antérieurement fournies à la Province aux fins d'établissement des tarifs réglementés. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008, OPG a comptabilisé une baisse des revenus de 32 millions de dollars, reflétant les conditions hydrologiques réelles et les revenus tirés de services connexes réels plus favorables que ceux approuvés par la CEO, ou que ceux inclus dans les prévisions fournies à la Province aux fins d'établissement des tarifs réglementés, comme il convient. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2007, OPG avait comptabilisé une hausse des revenus de 15 millions de dollars, reflétant des conditions hydrologiques et des revenus tirés des services connexes qui étaient défavorables comparativement aux prévisions fournies à la Province aux fins d'établissement des tarifs réglementés.

La décision de la CEO a autorisé le recouvrement de soldes dans ces comptes d'écarts relatifs aux activités hydroélectriques réglementées comptabilisées jusqu'au 31 décembre 2007, pendant une période de 21 mois se terminant le 31 décembre 2009. Par conséquent, au quatrième trimestre, OPG a commencé à amortir les soldes approuvés rétrospectivement au 1er avril 2008 de façon linéaire.

Autres actifs et passifs réglementaires
Les autres actifs réglementaires comprennent un montant de 5 millions de dollars comptabilisé au quatrième trimestre de 2008 à l'égard du sous-recouvrement de soldes réglementaires approuvés au cours de la période du 1er avril 2008 au 31 décembre 2008. Le sous-recouvrement découle de la perception de soldes approuvés en fonction de la production réelle, qui diffère de la production prévue approuvée par la CEO. La décision de la CEO énonçait qu'OPG a le droit de recouvrer, à même les tarifs réglementés futurs, tout sous-recouvrement (et est tenue de rembourser tout sur-recouvrement) des soldes réglementaires approuvés découlant des différences par rapport à la production prévue. Les autres actifs réglementaires comprennent aussi le compte d'écarts lié aux pannes de transport et aux restrictions de transport comptabilisé avant le 1er avril 2008.

Les passifs réglementaires divers de 1 million de dollars au 31 décembre 2008 représentent le solde du compte d'écarts relatif au combustible nucléaire approuvé par la CEO en date du 1er avril 2008. Au 31 décembre 2007, les passifs réglementaires divers comprenaient une tranche des revenus nets et des intérêts connexes liés au mode distinct d'exploitation et d'opérations sur l'eau, qui ne devraient pas être remboursés par OPG aux consommateurs selon la décision rendue par la CEO. Par conséquent, OPG a transféré des passifs réglementaires de 13 millions de dollars dans les résultats au quatrième trimestre de 2008, lorsque la décision de la CEO a été rendue.

Sommaire du traitement comptable des activités à tarifs réglementés

Le tableau qui suit montre l'incidence de l'application du traitement comptable propre aux activités à tarifs réglementés sur certaines données de l'état des résultats :

Exercices terminés les 31 décembre	2008			2007		
(en millions de dollars)	Montants présentés	Incidence du traitement comptable propre aux activités à tarifs réglementés	États financiers sans traitement comptable propre aux activités à tarifs réglementés	Montants présentés	Incidence du traitement comptable propre aux activités à tarifs réglementés	États financiers sans traitement comptable propre aux activités à tarifs réglementés
Revenus	**6 082**	**(4)**	**6 078**	5 660	9	5 669
Charges liées au combustible	**1 191**	**(3)**	**1 188**	1 270	(5)	1 265
Exploitation, maintenance et administration	**2 967**	**(52)**	**2 915**	2 974	27	3 001
Amortissement	**743**	**(102)**	**641**	695	(42)	653
Pertes sur les (rendements des) fonds distincts	**93**	**333**	**426**	(481)	–	(481)
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**581**	**28**	**609**	507	75	582
Impôt foncier et impôt sur le capital	**79**	**1**	**80**	85	3	88
Intérêts débiteurs, montant net	**165**	**11**	**176**	143	33	176
Impôts sur les bénéfices	**183**	**(95)**	**88**	(51)	–	(51)

8. DETTE À LONG TERME

La dette à long terme est composée de ce qui suit :

(en millions de dollars)	2008	2007
Effets à payer à la SFIEO	**3 660**	3 665
Part de la dette sans recours d'une société en commandite	**180**	188
	3 840	3 853
Moins : tranche échéant à moins d'un an		
Effets à payer à la SFIEO	**350**	400
Part de la dette d'une société en commandite	**7**	7
	357	407
Dette à long terme	**3 483**	3 446

Les créances de premier rang confèrent à leurs porteurs le droit de recevoir le paiement complet des montants qui leur sont dus, avant les porteurs des créances subordonnées. La SFIEO détient actuellement la totalité des créances de premier rang et des créances subordonnées en cours d'OPG.

Les dates d'échéance au 31 décembre 2008 des effets à payer à la SFIEO sont comme suit :

		Encours du capital (en millions de dollars)		
Année d'échéance	Taux d'intérêt (%)	Créances de premier rang	Créances subordonnées	Total
2009	6,01 %	350	–	350
2010	6,00 %	595	375	970
2011	6,65 %	–	375	375
2012	5,72 %	400	–	400
2016	4,91 %	270	–	270
2017	5,35 %	900	–	900
2018	5,27 %	395	–	395
		2 910	750	3 660

Le financement de la dette pour les projets du tunnel de Niagara, du Portlands Energy Centre (« PEC ») et de la centrale hydroélectrique du Lac Seul est fourni par la SFIEO. Au 31 décembre 2008, le financement de la dette pour ces projets était comme suit :

(en millions de dollars)	Tunnel de Niagara	Portlands Energy Centre	Centrale hydroélectrique du Lac Seul
Financement de la dette au 31 décembre 2007	240	210	20
Nouveaux emprunts	100	95	–
Financement de la dette au 31 décembre 2008	**340**	**305**	**20**

En septembre 2005, OPG a conclu une entente avec la SFIEO visant à obtenir un financement par emprunt pour le projet du tunnel de Niagara. Le financement, dont le montant peut atteindre 1 milliard de dollars au cours de la durée du projet, prendra la forme d'effets de dix ans, qui seront émis trimestriellement afin d'acquitter les obligations relatives au projet. Les intérêts seront fixés, pour chaque effet émis, au moment de l'avance à un taux égal au taux en vigueur pour les obligations de référence de dix ans du gouvernement du Canada, majoré d'un différentiel de taux établi par la SFIEO, fondé sur un échantillon de taux du marché. Au 31 décembre 2008, OPG avait tiré 340 millions de dollars sur cette facilité, y compris de nouveaux emprunts de 100 millions de dollars en vertu de la facilité en 2008.

En décembre 2006, OPG a conclu une entente avec la SFIEO pour le financement de la dette des projets de la centrale hydroélectrique du Lac Seul et du PEC. Un montant pouvant atteindre 50 millions de dollars sera disponible pour le projet du Lac Seul et un montant pouvant atteindre 400 millions de dollars sera disponible pour le projet du PEC en vertu de chacune des facilités de crédit. Les facilités de crédit seront utilisées selon les besoins pour financer les projets respectifs au cours de la période de construction. Le financement prendra la forme d'effets de dix ans dont les intérêts seront fixés, pour chaque effet émis au moment de l'avance, à un taux égal au taux en vigueur pour les obligations de référence de dix ans du gouvernement du Canada, majoré d'un différentiel de taux établi par la SFIEO, fondé sur un échantillon de taux du marché. Au 31 décembre 2008, OPG avait tiré 20 millions de dollars sur la facilité de crédit du projet du Lac Seul, et 305 millions de dollars sur la facilité de crédit du PEC, comprenant de nouveaux emprunts de 95 millions de dollars sur la facilité du PEC en 2008.

En 2007, OPG a conclu avec la SFIEO une convention portant sur une facilité générale de 500 millions de dollars et une convention de crédit de 950 millions de dollars afin de refinancer les billets de premier rang au moment de leur échéance qui s'échelonne du 22 septembre 2007 au 22 septembre 2009. Au 31 décembre 2008, OPG avait tiré 500 millions de dollars sur sa facilité générale, et avait refinancé 400 millions de dollars de billets de premier rang en vertu de la facilité de crédit de 950 millions de dollars, y compris un nouveau refinancement de 200 millions de dollars en 2008.

La dette sans recours d'une société en commandite est garantie uniquement par une charge de premier rang sur les actifs de l'une des sociétés en commandite en coentreprise, la cession des comptes bancaires de la coentreprise et la cession des ententes relatives aux projets de la coentreprise. La quote-part d'OPG du total de l'actif s'établissait à 275 millions de dollars au 31 décembre 2008 (284 millions de dollars au 31 décembre 2007). Les remboursements de capital minimaux sur la dette sans recours d'une société en commandite pour les cinq prochaines années civiles s'échelonnent de 14 millions de dollars à 19 millions de dollars par année. La quote-part d'OPG de la dette de la société en commandite sans recours comprend un effet à payer de 127 millions de dollars à un taux d'intérêt de 6,9 % et à un taux d'intérêt réel de 7,0 %. Cet effet à payer est remboursable en versements trimestriels à compter du 31 mars 2006 jusqu'au 31 mars 2024. Le reste de la dette sans recours d'une société en commandite porte intérêt à des taux variables. Les taux d'intérêt de la dette à taux variable sont fixés selon des taux d'intérêt de référence, notamment le taux des acceptations bancaires et le taux interbancaire offert à Londres, majorés d'une marge. La coentreprise a conclu des opérations de couverture de taux d'intérêt de variable à fixe, afin de gérer les risques financiers découlant de la variation des taux d'intérêt.

Les intérêts payés en 2008 se sont établis à 242 millions de dollars (224 millions de dollars en 2007), dont une tranche de 225 millions de dollars a trait aux intérêts payés sur la dette à long terme (203 millions de dollars en 2007). Les intérêts sur les effets à payer à la SFIEO sont payés semestriellement.

9. FACILITÉS DE CRÉDIT À COURT TERME ET INTÉRÊTS DÉBITEURS, MONTANT NET

OPG a une facilité de crédit bancaire consentie renouvelable de 1 milliard de dollars, divisée en deux tranches : une tranche de 500 millions de dollars de 364 jours et une tranche de 500 millions de dollars de cinq ans. OPG a renouvelé les deux tranches et a prolongé l'échéance de la tranche de 364 jours au 20 mai 2009, et celle de la tranche de cinq ans, au 20 mai 2013. Le total de la facilité de crédit continuera d'être principalement affecté au soutien des billets émis dans le cadre du programme de papier commercial d'OPG. Au 31 décembre 2008, aucun papier commercial n'était en cours, et OPG n'avait pas d'autres emprunts en cours sur la facilité de crédit bancaire. Au deuxième trimestre de 2008, OPG a conclu une facilité de crédit bancaire confirmée renouvelable de cinq ans de 100 millions de dollars au soutien du projet Upper Mattagami. Au 31 décembre 2008, aucun montant n'était tiré sur cette facilité de crédit.

OPG a également des facilités de découvert non confirmées à court terme de 25 millions de dollars (25 millions de dollars en 2007) et des facilités de crédit non confirmées à court terme de 276 millions de dollars (238 millions de dollars au 31 décembre 2007) soutenant l'émission de lettres de crédit. OPG utilise des lettres de crédit aux fins du soutien des régimes de retraite complémentaires et à d'autres fins.

Au 31 décembre 2008, il y avait un total de 243 millions de dollars (205 millions de dollars au 31 décembre 2007) de lettres de crédit émises, qui comprenaient 212 millions de dollars liés aux régimes de retraite complémentaires (175 millions de dollars au 31 décembre 2007) et 16 millions de dollars (16 millions de dollars au 31 décembre 2007) liés à la construction et à l'exploitation du PEC.

Le tableau qui suit présente un sommaire des intérêts débiteurs, montant net, pour les exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007 :

(en millions de dollars)	2008	2007
Intérêt sur la dette à long terme	**231**	205
Intérêt sur la dette à court terme	**18**	19
Intérêts créditeurs	**(13)**	(6)
Intérêts capitalisés	**(56)**	(42)
Intérêts appliqués aux actifs et aux passifs réglementaires	**(13)**	(33)
Divers	**(2)**	–
Intérêts débiteurs, montant net	**165**	143

10. ENLÈVEMENT D'IMMOBILISATIONS ET GESTION DES DÉCHETS NUCLÉAIRES

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires fondés sur la valeur actualisée sont composés de ce qui suit pour les exercices terminés les 31 décembre :

(en millions de dollars)	2008	2007
Passif au titre des coûts de gestion du combustible nucléaire irradié	**6 213**	5 938
Passif au titre du déclassement de centrales nucléaires et de la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité	**5 020**	4 843
Passif au titre des coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires	**151**	176
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**11 384**	10 957

Les variations des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires pour les exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007 sont les suivantes :

(en millions de dollars)	2008	2007
Passifs au début de l'exercice	**10 957**	10 520
Augmentation des passifs en raison de la charge de désactualisation	**608**	582
Augmentation des passifs en raison des charges variables liées à la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets nucléaires	**47**	76
Passifs réglés par les dépenses de gestion des déchets	**(195)**	(200)
Diminution des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires	**(33)**	(21)
Passifs à la fin de l'exercice	**11 384**	10 957

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires se composent des coûts prévus à engager jusqu'à la date de fin des activités et de fermeture des centrales nucléaires et à combustible fossile et par la suite. Des coûts seront engagés pour le déclassement, la démolition et l'évacuation des installations et du matériel, la décontamination et la remise en état des sites et la gestion courante et à long terme du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité. Le démantèlement d'une centrale nucléaire consiste à mettre la centrale en état d'arrêt sécuritaire pendant une période de fermeture nominale de 30 ans avant son démantèlement.

Les coûts suivants sont constatés à titre de passif :

- la valeur actualisée des coûts de déclassement des installations nucléaires et à combustible fossile à la fin de leur durée de vie utile;
- la valeur actualisée de la partie coût fixe de tout programme de gestion des déchets nucléaires requis, d'après le volume total des déchets attendus sur la durée de vie estimative des centrales;
- la valeur actualisée de la partie coût variable de tout programme de gestion des déchets nucléaires, compte tenu des volumes de déchets réels, engagé à ce jour.

L'établissement du montant à comptabiliser pour les coûts d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires exige la formulation d'hypothèses importantes, car ces programmes s'échelonnent sur un bon nombre d'années. La mise à jour la plus récente des estimations relatives aux passifs liés à la gestion du combustible nucléaire irradié et du passif lié au déclassement de centrales nucléaires et

à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité a été faite en date du 31 décembre 2006. La mise à jour s'est traduite par une augmentation des coûts estimatifs, surtout du fait de l'augmentation des quantités de combustible irradié et de déchets en raison de la prolongation de la durée de vie des centrales, des expériences récentes en matière de déclassement de réacteurs et des changements dans les indices économiques. L'augmentation a été en partie contrebalancée par l'incidence du report de la date de fin de vie de certaines centrales, ayant entraîné des dates de déclassement plus éloignées et la réduction de la valeur actualisée des coûts de déclassement. La variation de l'estimation des coûts a entraîné la mise à jour du plan de référence, le « plan de référence approuvé de 2006 », qui a été approuvé par la Province conformément aux termes de l'ONFA.

En conséquence de l'approbation du plan de référence approuvé de 2006, OPG a constaté des charges additionnelles, y compris une charge de désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires et l'amortissement de la valeur comptable des immobilisations connexes à compter du 1er janvier 2007. L'incidence de ces charges additionnelles pour la période terminée le 31 mars 2008 a été atténuée par la comptabilisation d'un actif réglementaire, comme le prescrit la réglementation de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario). OPG a commencé à recouvrer cet actif réglementaire à même les tarifs réglementés en date du 1er avril 2008, conformément à la décision de la CEO. Ce sujet est abordé à la note 7 afférente aux états financiers consolidés.

Aux fins du calcul des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires d'OPG, les fermetures de centrales nucléaires et à combustible fossile devraient survenir dans les 6 à 28 prochaines années. Les durées de vie pourraient changer selon les décisions prises à l'égard d'une prolongation. Le plan de référence approuvé de 2006 comprend les flux de trésorerie estimatifs liés au déclassement des centrales nucléaires pour une période d'environ 40 ans après la fermeture des centrales et jusqu'en 2065 pour ce qui est du stockage du combustible irradié dans un dépôt de déchets à long terme, suivi d'une surveillance pendant une longue période. Le montant non actualisé des flux de trésorerie estimatifs futurs associés aux passifs atteignaient environ 24 milliards de dollars en dollars de 2008. Le taux d'actualisation utilisé pour calculer la valeur actualisée des passifs était de 5,75 % pour les passifs établis avant le 31 décembre 2006. L'augmentation des coûts estimatifs prévus dans le plan de référence approuvé de 2006 et les augmentations ultérieures de la valeur des flux de trésorerie non actualisés estimatifs attribuables au passif d'OPG lié à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement sont actualisées au taux de 4,6 %. Les taux d'augmentation des coûts s'échelonnent de 1,8 % à 3,6 %. Aux termes de l'entente de location conclue avec Bruce Power, OPG continue d'être responsable des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires relativement aux centrales nucléaires Bruce.

Les hypothèses importantes sur plusieurs facteurs techniques et opérationnels utilisés pour le calcul des charges à payer font l'objet d'examens périodiques. Toute modification de ces hypothèses, notamment les hypothèses sur le calendrier des programmes, les indicateurs financiers ou les technologies utilisées, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur des charges à payer. Compte tenu de la durée de ces programmes et de l'évolution rapide de la technologie utilisée dans la gestion des déchets nucléaires, il existe beaucoup d'incertitude quant à l'exactitude de la mesure des coûts de ces programmes, qui peuvent augmenter ou diminuer avec le temps.

Passif au titre des coûts de gestion du combustible nucléaire irradié

Le passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié représente les coûts de gestion des grappes de combustible nucléaire irradié hautement radioactives. En vertu de la *Loi fédérale sur les déchets de combustible nucléaire* (« LDCN ») adoptée en 2002, les propriétaires de déchets de combustible nucléaire au Canada doivent mettre sur pied une société de gestion des déchets nucléaires (« SGDN ») et établir un fonds en fiducie pour régler les coûts liés à la gestion du combustible irradié. Pour estimer son passif au titre des coûts de gestion du combustible nucléaire irradié, OPG a adopté une approche prudente conformément à la méthode de gestion adaptative progressive approuvée par le gouvernement du Canada, qui présume la mise en service d'un dépôt géologique en profondeur en 2035.

Passif au titre des coûts de déclassement de centrales nucléaires et de gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité

Le passif au titre du déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité représente les coûts estimatifs qu'il faudra engager pour le déclassement des centrales nucléaires à la fin de leur durée de vie utile ainsi que le coût de la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité qui sont produits par les centrales nucléaires. Les principales hypothèses utilisées pour l'estimation des coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations nucléaires incluent le déclassement des centrales nucléaires selon un calendrier échelonné (les réacteurs seront mis en état d'arrêt sécuritaire pendant 30 ans avant leur démantèlement sur dix ans).

Les coûts de la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité sur leur cycle de vie comprennent les coûts du traitement et du stockage de ces déchets radioactifs pendant et après l'exploitation des centrales nucléaires ainsi que les coûts de leur évacuation définitive à long terme. Les hypothèses actuelles utilisées pour établir les coûts de gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité à payer comprennent une installation d'évacuation des déchets de faible activité et de moyenne activité dont la mise en service est prévue pour 2017. Une entente a été conclue avec des municipalités afin de permettre à OPG d'aménager un dépôt géologique en profondeur destiné à la gestion à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité adjacent à l'installation de gestion des déchets Western. Une évaluation environnementale fédérale relative à cette installation proposée est en cours.

Passif au titre des coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires
Le passif au titre des coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires repose sur des estimations de coûts formulées par des tiers à la lumière d'un examen approfondi des sites des centrales en exploitation et d'une évaluation des activités de nettoyage et de remise en état requises. Ce passif représente les coûts estimatifs de déclassement des centrales à combustible fossile au terme de leur durée de vie utile. Selon les estimations, ces centrales devraient être mises hors service entre 2014 et 2034.

Outre le passif de 87 millions de dollars pour les sites en exploitation, OPG a inscrit un passif au titre d'une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations de 64 millions de dollars relativement aux coûts de déclassement de centrales ayant fait l'objet d'un désinvestissement ou qui ne sont plus utilisées et aux coûts de remise en état des lieux pour ces centrales.

OPG n'a aucune obligation légale à l'égard du déclassement de ses installations hydroélectriques. En outre, les coûts pour ce type d'installations ne peuvent pas faire l'objet d'une estimation raisonnable étant donné leur longue durée de vie utile. Compte tenu des efforts déployés pour la maintenance ou la reconstruction, les structures de contrôle des eaux devraient être utilisées dans un avenir prévisible. Donc, OPG n'a constaté aucun passif lié au déclassement de ses installations hydroélectriques.

Ontario Nuclear Funds Agreement
OPG met des fonds de côté qui seront utilisés spécifiquement pour le règlement de ses passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. En juillet 2003, OPG et la Province ont conclu des arrangements, conformément à l'ONFA. Pour respecter l'ONFA, OPG a établi les Fonds nucléaires. OPG supervise la gestion des placements des Fonds nucléaires conjointement avec la Province. Les actifs des Fonds nucléaires sont détenus dans des comptes de garde par des tiers qui sont distincts du reste des actifs d'OPG.

Le Fonds de déclassement a été établi pour financer les coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité à long terme ainsi qu'une tranche des frais de stockage du combustible irradié après la durée de vie de la centrale. Au 31 décembre 2008, le Fonds de déclassement affichait une insuffisance de capitalisation. Au 31 décembre 2007, le Fonds de déclassement affichait un excédent de capitalisation. OPG assume le risque et le passif relativement à l'accroissement des coûts estimatifs ainsi qu'aux produits tirés des placements du Fonds de déclassement.

Le Fonds pour combustible irradié servira à financer les coûts futurs de la gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire irradié. OPG assume le risque et le passif relativement à l'accroissement des coûts de gestion des déchets de combustible irradié, sous réserve des seuils de passif progressifs précisés dans l'ONFA, qui limitent son risque financier total à environ 10,1 milliards de dollars au 31 décembre 2008, compte tenu des projections de 2,23 millions de grappes relatives aux grappes de combustible irradié établies selon les durées de vie des centrales figurant dans le plan de référence financier initial. Les seuils de passif progressifs ne s'appliquent pas aux grappes de combustible irradié additionnelles excédant les 2,23 millions de grappes prévues dans le plan de référence approuvé de 2006.

OPG fait des versements trimestriels au Fonds pour combustible irradié au cours de la durée de vie de ses centrales nucléaires, comme il est précisé dans l'ONFA. Le financement requis pour 2008 aux termes de l'ONFA était de 454 millions de dollars, y compris une cotisation à la fiducie en vertu de la LDCN de l'Ontario (la « Fiducie ») de 100 millions de dollars.

En 2007, OPG a également versé une cotisation non récurrente d'environ 334 millions de dollars au Fonds pour combustible irradié afin de respecter le paiement extraordinaire précisé aux termes de la LDCN et l'entente de location-exploitation conclue avec Bruce Power tel qu'il est mentionné à la note 19. Ce paiement a constitué un événement déclencheur en vertu de l'ONFA, qui s'est par la suite traduit par un échéancier de paiement modifié. En mars 2008, l'échéancier de paiement modifié a été approuvé par l'Office ontarien de financement. L'échéancier de paiement modifié prévoit des montants contributifs de 454 millions de dollars en 2008 et de 339 millions de dollars à 240 millions de dollars pour les exercices de 2009 à 2012 (note 16).

La LDCN est entrée en vigueur en novembre 2002. Conformément à la LDCN, OPG a constitué la Fiducie en novembre 2002 et a effectué un dépôt initial de 500 millions de dollars dans la Fiducie. En vertu de la LDCN, OPG est tenue de verser une cotisation annuelle de 100 millions de dollars dans la Fiducie. Les cotisations doivent être déposées dans la Fiducie au plus tard à la date anniversaire de la LDCN en novembre. Selon la LDCN, la SGDN a proposé une formule de financement à l'égard des frais de financement futurs liés à la mise en œuvre de l'approche de gestion adaptative progressive dans son rapport annuel de 2007. La formule de financement proposée fait actuellement l'objet d'un examen par le gouvernement fédéral. La LDCN précise que les cotisations à la Fiducie doivent être maintenues au niveau actuel de 100 millions de dollars jusqu'à ce que la formule de financement soit approuvée par le ministère des Ressources naturelles. La Fiducie fait partie du Fonds pour combustible irradié, et les cotisations à la Fiducie, comme l'exige la LDCN, sont appliquées aux obligations de paiement aux termes de l'ONFA.

Comme l'exigent les modalités de l'ONFA, la Province a fourni depuis 2003 une garantie provinciale à la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN »), pour le compte d'OPG. En vertu de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (Canada), OPG doit s'assurer qu'il y aura suffisamment de fonds disponibles pour régler les passifs actuels liés au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. La garantie provinciale s'ajoutera au Fonds pour combustible irradié et au Fonds de déclassement jusqu'à ce qu'il y ait suffisamment de fonds pour couvrir le passif accumulé lié au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. La valeur de cette garantie est de 1 545 millions de dollars pour les exercices 2009 à 2012. La garantie, avec le Fonds pour combustible irradié et le Fonds de déclassement, fait partie des exigences de la CCSN en matière d'octroi de permis pour les centrales nucléaires d'OPG. OPG verse à la Province une commission de garantie annuelle de 0,5 % du montant garanti par la Province. En 2008, OPG a payé la commission de garantie annuelle de 3,8 millions de dollars selon un montant de garantie provinciale de 760 millions de dollars (8 millions de dollars en 2007 selon un montant de garantie provinciale de 1 510 millions de dollars).

En date du 1er janvier 2007, OPG a adopté le chapitre 3855 du *Manuel de l'ICCA*, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation ». En raison de cette adoption, les placements dans les Fonds nucléaires et les montants correspondants dus à la Province seront classés comme détenus à des fins de transaction et seront évalués à leur juste valeur, et les gains et les pertes réalisés et latents seront constatés dans les états financiers consolidés d'OPG.

Fonds de déclassement
À l'expiration de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds de déclassement, défini comme l'écart positif entre la juste valeur de marché du Fonds de déclassement et les coûts d'achèvement estimatifs d'après le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA. Lorsque la capitalisation du Fonds de déclassement est excédentaire, OPG limite le bénéfice qu'elle constate dans ses états financiers consolidés en imputant une charge au Fonds de déclassement et en inscrivant un montant correspondant à payer à la Province, de manière que le solde du Fonds de déclassement soit égal au coût estimatif du passif selon le plus récent plan de référence approuvé. Le montant à payer à la Province pourrait être réduit au cours de périodes ultérieures si le rendement du Fonds de déclassement est en deçà de la cible de rendement, ou si un nouveau plan de référence en vertu de l'ONFA est approuvé avec un passif estimatif de déclassement plus élevé. Si le Fonds de déclassement est sous-capitalisé, son rendement reflète le rendement réel du Fonds selon la valeur de marché des actifs.

Parce que la Province a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds de déclassement à l'expiration de l'ONFA, OPG limite le rendement du Fonds de déclassement à 5,15 %, soit le taux de croissance du passif lié aux coûts d'achèvement estimatifs, tant et aussi longtemps que le Fonds de déclassement est surcapitalisé. Si le Fonds de déclassement est sous-capitalisé, son rendement reflète le rendement réel des fonds selon la valeur de marché des actifs.

La valeur des actifs du Fonds de déclassement, selon la comptabilisation à la juste valeur, était de 4 325 millions de dollars au 31 décembre 2008, soit un montant inférieur au passif selon le plan de référence approuvé pour 2006 en vertu de l'ONFA. Au 31 décembre 2007, la valeur des actifs du Fonds de déclassement s'établissait à 5 075 millions de dollars selon la comptabilisation à la juste valeur, ce qui excédait la valeur du passif d'après le plan de référence approuvé pour 2006. En raison de cet excédent de capitalisation, OPG a inscrit un montant à payer à la Province de 3 millions de dollars, soit le montant qui aurait été dû à la Province si l'on avait mis fin au Fonds de déclassement aux termes de l'ONFA. En vertu de l'ONFA, si une surcapitalisation du Fonds de déclassement faisait que les passifs, comme définis dans le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA, soient capitalisés à au moins 120 %, OPG pourrait donner instruction que jusqu'à la moitié de l'excédent dépassant ce niveau de capitalisation de 120 % soit considérée comme une cotisation au Fonds pour combustible irradié; dans ce cas, la SFIEO aurait droit à une distribution d'un montant équivalent.

Les placements du Fonds de déclassement forment un portefeuille diversifié d'actions et de titres à revenu fixe qui sont investis au sein de plusieurs marchés géographiques. Les Fonds nucléaires sont investis pour financer les besoins du passif à long terme et, de cette manière, la composition de l'actif du portefeuille est structurée de façon qu'il puisse dégager le rendement requis à long terme. Même si la valeur de marché fluctuera à court terme, la gestion du rendement à long terme des Fonds nucléaires demeure le principal objectif.

Fonds pour combustible irradié
En vertu de l'ONFA, la Province garantit à OPG un rendement annuel de 3,25 % du Fonds pour combustible irradié plus la variation de l'indice des prix à la consommation de l'Ontario (le « rendement garanti ») relativement à la capitalisation liée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié. OPG comptabilise le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et l'inclut dans ses résultats à titre de rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires. La différence entre le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et le rendement réel du marché, selon la juste valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié, qui comprend les rendements réalisés et latents, est inscrite en tant que montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci.

Au 31 décembre 2008, la valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié s'établissait à 4 424 millions de dollars selon la comptabilisation à la juste valeur. La valeur des actifs comprenait une créance de la Province de 460 millions de dollars lié au rajustement du rendement garanti. Au 31 décembre 2007, la valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié s'établissait à 4 702 millions de dollars selon la comptabilisation à la juste valeur. La valeur des actifs a été réduite par un montant à payer à la Province de 511 millions de dollars relativement à l'ajustement du rendement garanti.

En vertu de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent du Fonds pour combustible irradié, sous réserve d'un coefficient de capitalisation minimal de 110 % comparativement à la valeur des passifs connexes.

Aux 31 décembre 2008 et 2007, les fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires consistaient en ce qui suit :

	Juste valeur	
(en millions de dollars)	**2008**	2007
Fonds de déclassement	**4 325**	5 075
Montant à payer à la Province – Fonds de déclassement	**–**	(3)
	4 325	5 072
Fonds pour combustible irradié[1]	**4 424**	4 702
Montant à recevoir de (à payer à) la Province – Fonds pour combustible irradié	**460**	(511)
	4 884	4 191
	9 209	9 263

1 Au 31 décembre 2008, la Fiducie de la SGDN de l'Ontario représentait 1 386 millions de dollars du Fonds pour combustible irradié selon la comptabilisation à la juste valeur (1 244 millions de dollars au 31 décembre 2007).

La juste valeur des titres investis dans les Fonds nucléaires, qui comprennent le Fonds pour combustible irradié et le Fonds de déclassement, était comme suit aux 31 décembre 2008 et 2007 :

	Juste valeur	
(en millions de dollars)	**2008**	2007
Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme	**503**	833
Titres de capitaux propres négociables	**4 451**	5 391
Obligations et débentures	**3 805**	3 559
Frais d'administration à payer	**(10)**	(6)
	8 749	9 777
Montant à payer à la Province – Fonds de déclassement	**–**	(3)
Montant à recevoir de (à payer à) la Province – Fonds pour combustible irradié	**460**	(511)
Total	**9 209**	9 263

Les obligations et les débentures détenues dans le Fonds pour combustible irradié et dans le Fonds de déclassement aux 31 décembre 2008 et 2007 viennent à échéance comme suit :

	Juste valeur	
(en millions de dollars)	**2008**	2007
De 1 à 5 ans	**1 618**	1 631
De 5 à 10 ans	**962**	879
Plus de 10 ans	**1 225**	1 049
Total des titres de créance non échus	**3 805**	3 559
Rendement moyen	**4,6 %**	4,9 %

La variation des Fonds nucléaires pour les exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007 est comme suit :

	Juste valeur	
(en millions de dollars)	2008	2007
Fonds de déclassement au début de l'exercice	5 072	4 875
(Diminution) augmentation du Fonds en raison du rendement des placements	(681)	5
Diminution du Fonds en raison du remboursement des dépenses	(69)	(99)
Diminution du montant à payer à la Province	3	291
Fonds de déclassement à la fin de l'exercice	4 325	5 072
Fonds pour combustible irradié au début de l'exercice	4 191	3 238
Augmentation du Fonds en raison des cotisations versées	454	788
(Diminution) augmentation du Fonds en raison du rendement des placements	(719)	55
Diminution du Fonds en raison du remboursement des dépenses	(13)	(20)
Diminution du montant à payer à la Province	511	130
Augmentation du montant à recevoir de la Province	460	–
Fonds pour combustible irradié à la fin de l'exercice	4 884	4 191

Le rendement (la perte) des Fonds nucléaires au cours de 2008 a été en partie atténué(e) par la constitution d'un compte d'écarts pour les revenus et les coûts liés aux centrales nucléaires Bruce par suite de la décision de la CEO. Le rendement des Fonds nucléaires pour 2008 et 2007 s'établit comme suit :

(en millions de dollars)	2008	2007
Fonds de déclassement	(678)	296
Fonds pour combustible irradié	252	185
Compte d'écarts de Bruce	333	–
Total du rendement (de la perte)	(93)	481

11. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Depuis le 1er avril 2005, OPG comptabilise les impôts sur les bénéfices liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités selon la méthode des impôts exigibles. Selon cette méthode, OPG ne constate pas d'impôts futurs liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités dans la mesure où les impôts futurs devraient être récupérés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs imposés à la clientèle.

Le rapprochement du taux d'imposition effectif et du taux prévu par la loi se présente comme suit :

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2008	2007
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	271	477
Taux d'imposition fédéral et provincial combiné prévu par la loi, y compris la surtaxe	33,5 %	36,1 %
Taux prévu par la loi appliqué au bénéfice comptable	91	172
Augmentation des impôts sur les bénéfices résultant des éléments suivants :		
Composante impôts sur les bénéfices du compte d'écarts de Bruce	95	–
Taux d'imposition futur moindre sur les écarts temporaires	(33)	(10)
Éléments non imposables de bénéfice	(15)	(7)
Impôts futurs non inscrits liés aux activités réglementées	151	(127)
Changement dans les positions fiscales	(106)	(13)
Variations du taux d'imposition futur	–	(66)
	92	(223)
Charge (économie) d'impôts	183	(51)
Taux d'imposition effectif	67,5 %	(10,7 %)

Au troisième trimestre de 2006, OPG a reçu un avis préliminaire des vérificateurs de l'impôt de la Province (les « vérificateurs de l'impôt ») relativement à leurs constatations initiales découlant de leur vérification de l'année d'imposition 1999 d'OPG. Plusieurs des questions soulevées au cours de la vérification étaient uniques à OPG et avaient trait aux activités de démarrage et aux positions adoptées le 1er avril 1999 au moment de l'entrée en exploitation, ou à des questions qui n'étaient pas traitées de façon appropriée selon la *Loi de 1998 sur l'électricité*. En 2008, toutes les questions fiscales en suspens liées à la vérification fiscale de 1999 ont été résolues. Par conséquent, OPG a réduit son passif d'impôts de 106 millions de dollars.

La vérification des années d'imposition d'OPG postérieures à 1999 devrait commencer en 2009. Si l'issue ultime différait de manière importante des passifs d'impôts comptabilisés par OPG, le taux d'imposition effectif et le bénéfice de la Société pourraient être touchés de façon positive ou négative dans la période au cours de laquelle les questions seront résolues.

Le compte d'écarts de Bruce autorisé par la CEO dans sa décision portant sur la demande d'OPG à l'égard de nouveaux tarifs réglementés pour sa production réglementée avec prise d'effet le 1er avril 2008 est analysé à la note 7 afférente aux présents états financiers consolidés. Dans sa décision, la CEO a aussi approuvé un compte d'écarts d'impôt avec prise d'effet le 1er avril 2008. En matière d'impôts sur les bénéfices, le compte comprend les écarts dans la charge d'impôts des secteurs à tarifs réglementés de la Société qui découlent de modifications des taux d'imposition ou des règlements selon la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario) dans sa version modifiée par la *Loi de 1998 sur l'électricité*, de même que les écarts qui découlent des nouveaux avis de cotisation en raison des vérifications fiscales des années d'imposition d'OPG postérieures à 1999. Les écarts seront établis par rapport aux prévisions qui seront approuvées par la CEO. OPG n'a pas comptabilisé d'écarts dans le compte pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008.

Les composantes importantes de la charge (du recouvrement) d'impôts sont présentées dans le tableau suivant :

(en millions de dollars)	2008	2007
Charge d'impôts de l'exercice (recouvrement) :		
Impôts exigibles	**169**	1
Changement dans la position fiscale	**86**	–
	255	1
Charge (économie) d'impôts futurs :		
Variation des écarts temporaires	**25**	(2)
Changement dans la position fiscale	**(192)**	–
Variations du taux d'imposition futur	**–**	(30)
Composante impôts sur les bénéfices du compte d'écarts de Bruce	**95**	–
Divers	**–**	(20)
	(72)	(52)
Charge (économie) d'impôts	**183**	(51)

Les incidences fiscales des écarts temporaires donnant lieu à des actifs et des passifs d'impôts futurs aux 31 décembre 2008 et 2007 sont présentées dans le tableau suivant :

(en millions de dollars)	2008	2007
Actifs d'impôts futurs :		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**30**	22
Autres passifs et actifs	**163**	125
Impôt minimum futur de l'Ontario à recouvrer	**–**	87
	193	234
Passifs d'impôts futurs :		
Immobilisations	**(56)**	(263)
Autres passifs et actifs	**(69)**	(176)
	(125)	(439)
Actifs (passifs) d'impôts futurs nets	**68**	(205)
Représentés par :		
Tranche à court terme – actif	**6**	12
Tranche à long terme – actif (passif)	**62**	(217)
	68	(205)

Le tableau qui suit présente un sommaire des écarts entre les montants des états des résultats consolidés et des états du résultat étendu consolidés établis selon la méthode des impôts exigibles utilisée par la Société pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices des activités réglementées et ceux qui auraient été présentés si OPG avait utilisé la méthode axée sur le bilan pour les activités réglementées à l'égard des exercices 2008 et 2007 :

(en millions de dollars)	**2008**	2007
Comme établi :		
Charge d'impôts futurs	**(72)**	(52)
Impôts futurs : Autres éléments du résultat étendu – à la transition	**–**	16
Impôts futurs : Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	**(6)**	(8)
Méthode axée sur le bilan[1] :		
Charge d'impôts futurs	**(50)**	75
Impôts futurs : Autres éléments du résultat étendu – à la transition	**–**	12
Impôts futurs : Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	**(19)**	(6)

1 Pour le trimestre terminé le 31 mars 2008 et l'exercice terminé le 31 décembre 2007, OPG a comptabilisé certains revenus de location relatifs aux activités réglementées selon la comptabilité de trésorerie. L'incidence fiscale future connexe est exclue de ce qui précède.

Le tableau qui suit présente un sommaire des écarts entre les montants des bilans consolidés établis selon la méthode des impôts exigibles utilisée par la Société pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices des activités réglementées et ceux qui auraient été présentés si OPG avait utilisé la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices des activités réglementées aux 31 décembre 2008 et 2007. Les montants des impôts futurs non comptabilisés ne comprennent pas les impôts futurs découlant des actifs et des passifs réglementaires qui doivent être comptabilisés avec prise d'effet le 1er janvier 2009 en raison de modifications apportées au chapitre 3465 du *Manuel de l'ICCA*, « Impôts sur les bénéfices ».

	2008		2007	
(en millions de dollars)	**Comme établi[1]**	**Méthode axée sur le bilan[1, 2]**	Comme établi	Méthode axée sur le bilan[2]
Impôts futurs exigibles recouvrables (passifs)	**6**	**47**	12	39
Passifs d'impôts futurs à long terme	**62**	**(319)**	(217)	(680)

1 Les soldes d'actifs et de passifs d'impôts futurs figurant ci-dessus comprennent des ajustements, en 2008, liés à des changements de positions fiscales découlant du règlement de la vérification fiscale de 1999. En outre, la composante impôts sur les bénéfices du compte d'écarts de Bruce a été reflétée dans le compte d'actifs réglementaires de Bruce et non dans le solde des actifs (passifs) d'impôts futurs figurant ci-dessus.

2 Pour le trimestre terminé le 31 mars 2008 et l'exercice terminé le 31 décembre 2007, OPG a comptabilisé certains revenus de location relatifs aux activités réglementées selon la comptabilité de trésorerie. L'incidence fiscale future connexe est exclue de ce qui précède.

Le montant des impôts sur les bénéfices payés au cours de 2008 s'est établi à 49 millions de dollars (64 millions de dollars en 2007).

12. RÉGIMES DE RETRAITE ET D'AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

Les obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les actifs de la caisse de retraite sont évalués au 31 décembre 2008. Des détails sur les obligations d'OPG au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, des actifs de retraite et des coûts sont présentés dans les tableaux qui suivent :

	Régime de retraite agréé et régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2008	2007	**2008**	2007
Hypothèses moyennes pondérées – obligation au titre des prestations à la fin de l'exercice				
Taux d'actualisation des prestations futures	**7,50 %**	5,60 %	**7,46 %**	5,59 %
Taux d'indexation de la grille salariale	**3,00 %**	3,25 %	**–**	–
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	**2,00 %**	2,25 %	**–**	–
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	**–**	–	**6,58 %**	6,91 %
Taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	**–**	–	**4,69 %**	4,68 %
Année d'atteinte du taux prévu	**–**	–	**2018**	2014
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	**–**	–	**2,00 %**	2,25 %

	Régime de retraite agréé et régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2008	2007	**2008**	2007
Hypothèses moyennes pondérées – coût de l'exercice				
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	**7,00 %**	7,00 %	**–**	–
Taux d'actualisation des prestations futures	**5,60 %**	5,25 %	**5,59 %**	5,22 %
Taux d'indexation de la grille salariale	**3,25 %**	3,00 %	**–**	–
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	**2,25 %**	2,00 %	**–**	–
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	**–**	–	**6,91 %**	7,34 %
Taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	**–**	–	**4,68 %**	4,68 %
Année d'atteinte du taux prévu	**–**	–	**2014**	2014
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	**–**	–	**2,25 %**	2,00 %
Durée moyenne résiduelle d'activité des salariés actifs (années)	**11**	11	**11**	11

	Régime de retraite agréé		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
(en millions de dollars)	**2008**	2007	**2008**	2007	**2008**	2007
Variation des actifs des régimes						
Juste valeur des actifs des régimes au début de l'exercice	**8 924**	8 829	**–**	–	**–**	–
Cotisations patronales	**253**	268	**10**	7	**71**	66
Cotisations salariales	**75**	66	**–**	–	**–**	–
Rendement réel des actifs des régimes, déduction faite des charges	**(1 566)**	159	**–**	–	**–**	–
Versements de prestations	**(432)**	(398)	**(10)**	(7)	**(71)**	(66)
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice	**7 254**	8 924	**–**	–	**–**	–
Variation de l'obligation au titre des prestations projetées						
Obligation au titre des prestations projetées au début de l'exercice	**9 603**	9 313	**162**	152	**2 064**	2 067
Coût des services rendus au cours de l'exercice de l'employeur	**217**	224	**6**	6	**59**	70
Cotisations salariales	**75**	66	**–**	–	**–**	–
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	**540**	493	**9**	8	**116**	109
Versements de prestations	**(432)**	(398)	**(10)**	(7)	**(71)**	(66)
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	**(2 563)**	(95)	**(25)**	3	**(577)**	(116)
Obligation au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	**7 440**	9 603	**142**	162	**1 591**	2 064
Situation de capitalisation – déficit à la fin de l'exercice	**(186)**	(679)	**(142)**	(162)	**(1 591)**	(2 064)

Les actifs qui constituent la caisse de retraite d'OPG regroupent trois grandes catégories de placements. De plus, les placements en actions comprennent des actions canadiennes, américaines et autres que nord-américaines. La caisse est également constituée d'un petit portefeuille immobilier représentant moins que 1 % des actifs des régimes.

	2008	2007
Catégories de placements dans la caisse du régime de retraite agréé		
Actions	**60 %**	60 %
Titres à revenu fixe	**37 %**	35 %
Encaisse et placements à court terme	**3 %**	5 %
Total	**100 %**	100 %

Selon l'évaluation actuarielle la plus récente, en date du 1er janvier 2008, il existait un passif non capitalisé de 239 millions de dollars selon l'hypothèse de la continuité de l'exploitation et une insuffisance de 2 846 millions de dollars en cas de liquidation. Selon la précédente évaluation actuarielle en date du 1er janvier 2005, il existait un passif non capitalisé de 465 millions de dollars selon l'hypothèse de la continuité de l'exploitation et une insuffisance de 1 979 millions de dollars en cas de liquidation. Le déficit présenté dans la prochaine évaluation actuarielle, qui doit être en date du 1er janvier 2011 au plus tard, pourrait être considérablement différent.

Les régimes de retraite complémentaires ne sont pas capitalisés, mais ils sont garantis au moyen de lettres de crédit totalisant 212 millions de dollars (175 millions de dollars en 2007).

	Régime de retraite agréé		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
(en millions de dollars)	**2008**	2007	**2008**	2007	**2008**	2007
Rapprochement de la situation de capitalisation et de l'actif (du passif) au titre des prestations constituées						
Situation de capitalisation – déficit à la fin de l'exercice	**(186)**	(679)	**(142)**	(162)	**(1 591)**	(2 064)
Perte actuarielle nette (gain actuariel net) non amorti(e)	**937**	1 346	**(3)**	22	**(70)**	538
Coûts des services passés non amortis	**46**	64	**2**	3	**16**	20
Actif (passif) au titre des prestations constituées à la fin de l'exercice	**797**	731	**(143)**	(137)	**(1 645)**	(1 506)
Tranche à court terme	**–**	–	**(6)**	(7)	**(79)**	(80)
Tranche à long terme	**797**	731	**(137)**	(130)	**(1 566)**	(1 426)

	Régime de retraite agréé		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
(en millions de dollars)	**2008**	2007	**2008**	2007	**2008**	2007
Composantes de la charge constatée						
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**217**	224	**6**	6	**59**	70
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	**540**	493	**9**	8	**116**	109
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	**(623)**	(569)	**–**	–	**–**	–
Amortissement des coûts des services passés	**18**	18	**1**	–	**4**	5
Amortissement de la perte actuarielle nette	**35**	77	**–**	1	**31**	45
Charge constatée	**187**	243	**16**	15	**210**	229

	Régime de retraite agréé		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
(en millions de dollars)	**2008**	2007	**2008**	2007	**2008**	2007
Composantes de la charge engagée et constatée						
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**217**	224	**6**	6	**59**	70
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	**540**	493	**9**	8	**116**	109
Rendement réel des actifs des régimes, déduction faite des charges	**1 566**	(159)	**–**	–	**–**	–
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette	**(2 563)**	(95)	**(25)**	3	**(577)**	(116)
Charge constatée au cours de l'exercice	**(240)**	463	**(10)**	17	**(402)**	63
Écarts entre les coûts engagés et les coûts constatés relativement à ce qui suit :						
Rendement réel des actifs des régimes, déduction faite des charges	**(2 189)**	(410)	**–**	–	**–**	–
Coûts des services passés	**18**	18	**1**	–	**4**	5
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	**2 598**	172	**25**	(2)	**608**	161
Charge constatée	**187**	243	**16**	15	**210**	229

Une augmentation ou une diminution de 1,0 % du taux tendanciel du coût des soins de santé entraînerait respectivement une augmentation des composantes services et intérêts du coût constaté de 33 millions de dollars au titre des avantages complémentaires de retraite pour 2008 (37 millions de dollars en 2007) ou une diminution des composantes services et intérêts du coût constaté de 24 millions de dollars au titre des avantages complémentaires de retraite pour 2008 (29 millions de dollars en 2007). Une augmentation ou une diminution de

1,0 % du taux tendanciel du coût des soins de santé entraînerait respectivement une augmentation de 213 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2008 pour les avantages complémentaires de retraite (328 millions de dollars en 2007) ou une diminution de 170 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2008 pour les avantages complémentaires de retraite (256 millions de dollars en 2007).

13. INSTRUMENTS FINANCIERS

Le conseil d'administration d'OPG a approuvé, et la direction a mis en œuvre, une structure de gouvernance de gestion des risques servant à déterminer, évaluer, surveiller et divulguer les principaux risques à l'échelle de la Société. Les activités de gestion des risques sont coordonnées par l'intermédiaire d'un groupe de gestion des risques centralisé, distinct et indépendant de la direction de l'exploitation. L'information sur les risques des unités économiques est évaluée indépendamment et est regroupée par le Groupe de gestion des risques, puis est communiquée par le responsable de la gestion des risques au comité directeur de gestion des risques et au comité de vérification et de gestion des risques du conseil d'administration. Les politiques et systèmes de gestion des risques font l'objet d'un examen régulier afin de refléter les changements des conditions du marché et des activités de la Société.

OPG est exposée aux fluctuations des prix de l'électricité associées à un marché au comptant de l'électricité de gros en Ontario, à la variation des taux d'intérêt et aux fluctuations du change qui ont une incidence sur ses actifs, ses passifs et ses opérations prévues. Des instruments dérivés choisis sont utilisés pour atténuer ces risques. Les dérivés sont utilisés à titre d'instruments de couverture, de même qu'à des fins de transaction.

Le tableau qui suit présente un sommaire des instruments financiers d'OPG au 31 décembre 2008 :

Instruments financiers[1] (en millions de dollars)	Catégorie désignée	Juste valeur
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Détenus jusqu'à leur échéance	315
Placements à long terme[2]	Détenus jusqu'à leur échéance	35
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	Détenus jusqu'à leur échéance	9 209
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	Autres passifs	3 828
Autres instruments dérivés sur marchandises inclus dans les débiteurs à court et à long terme[3]	Détenus jusqu'à leur échéance	49
Autres instruments dérivés sur marchandises inclus dans les créditeurs à court et à long terme[3]	Détenus jusqu'à leur échéance	(19)

1 La valeur comptable des autres instruments financiers inclus dans les débiteurs et les créditeurs et charges à payer se rapproche de leur juste valeur en raison de l'échéance immédiate ou à court terme de ces instruments financiers.

2 Excluent des placements de 39 millions de dollars détenus par la filiale en propriété exclusive de la Société, OPGV, qui sont comptabilisés à leur juste valeur selon la NOC-18.

3 Instruments dérivés non admissibles à la comptabilité de couverture.

Risques liés aux instruments financiers

Risque de crédit

Le risque de crédit est le risque qu'une contrepartie à un instrument financier ne respecte pas ses obligations selon les modalités d'un instrument financier. Pour gérer le risque de crédit, la Société conclut des opérations avec des contreparties solvables, limite le montant de l'exposition à chaque contrepartie, lorsqu'il est possible de le faire, et surveille la situation financière des contreparties.

Le tableau suivant donne des informations sur le risque de crédit associé aux activités de négociation d'énergie (excluant les combustibles) au 31 décembre 2008 :

			Risque possible pour les contreparties les plus importantes	
Note[1]	Nombre de contreparties[2]	Risque possible[3]	Nombre de contreparties	Risque de contrepartie
		(en millions de dollars)		(en millions de dollars)
Qualité supérieure	28	118	4	84

1 Les notes sont le résultat de l'analyse faite par OPG, qui s'appuie sur les analyses disponibles des agences de notation externes, de même que sur les garanties et les lettres de crédit ou autres sûretés fournies, le cas échéant.

2 Les contreparties d'OPG sont définies par chaque accord global.

3 Le risque possible est l'appréciation par OPG du risque maximal sur la durée de vie de chaque opération selon un intervalle de confiance de 95 %.

La majeure partie des revenus d'OPG provient des ventes sur le marché au comptant administré par la SIERE. Au 31 décembre 2008, l'exposition nette au risque de crédit découlant de la SIERE s'établissait à 207 millions de dollars (note 5). Bien que l'exposition au risque de crédit découlant de la SIERE représente une tranche importante des débiteurs d'OPG, la direction de la Société accepte ce risque en raison du rôle de premier plan joué par la SIERE sur le marché de l'électricité de l'Ontario. L'exposition des débiteurs restants découle d'un groupe diversifié de contreparties dont la qualité est habituellement élevée. Au 31 décembre 2008, la provision pour créances douteuses d'OPG était inférieure à 1 million de dollars.

OPG conclut aussi des opérations financières avec des institutions financières comportant des notes élevées afin de couvrir les expositions au risque de taux d'intérêt et de change. Au 31 décembre 2008, l'exposition potentielle au risque de crédit découlant de ces contreparties était de moins de 10 millions de dollars. Les autres expositions au risque de crédit comprennent le placement d'encaisse excédentaire.

Placements
La Société atténue son exposition au risque de crédit en investissant dans des titres relativement liquides (c'est-à-dire, dans des circonstances habituelles, qui peuvent être liquidés dans un délai d'un mois) et qui sont notés par une agence de notation du crédit reconnue en fonction de normes de qualité de placement minimales. En ce qui a trait aux contrats dérivés, la Société atténue sont exposition au risque de crédit en concluant des opérations avec des contreparties dont la qualité du crédit est élevée.

L'exposition actuelle au risque de crédit a changé en raison de l'exposition de la Société à la restructuration du marché du PCAA au Canada. Des détails additionnels relatifs à l'exposition d'OPG au programme de restructuration figurent à la note 4.

Garanties
Dans le cours normal des affaires, OPG et certaines de ses filiales et coentreprises concluent diverses ententes fournissant des garanties financières à des tiers au nom de certaines filiales et coentreprises. Ces ententes prévoient des garanties, des lettres de crédit de soutien et des cautionnements.

Risque d'illiquidité
Le risque d'illiquidité survient lorsque les obligations financières sont trop importantes par rapport aux actifs financiers disponibles à un moment précis. L'approche de la Société en matière de gestion des liquidités consiste à surveiller de façon continue sa capacité de maintenir des liquidités suffisantes au règlement de ses passifs à leur échéance, dans des circonstances tant habituelles qu'inhabituelles, sans subir de pertes inacceptables.

Le tableau qui suit présente un sommaire du profil d'échéance de la dette à long terme de la Société au 31 décembre 2008 :

(en millions de dollars)	2009	2010	2011	2012	2013 et par la suite
Dette à long terme	357	978	383	409	1 713
Intérêt sur la dette à long terme	215	183	134	106	465

La dette d'une société en commandite sans recours est garantie uniquement par une charge de premier rang sur les actifs de l'une des sociétés en commandite en coentreprise, la cession des comptes bancaires de la coentreprise et la cession des ententes relatives aux projets de la coentreprise.

Risque de marché
Le risque de marché est le risque que des variations des prix du marché, comme les taux de change, les taux d'intérêt, les prix de l'électricité et les cours boursiers, auront une incidence sur le bénéfice d'OPG ou sur la valeur des instruments financiers détenus par la Société. La gestion du risque de marché a pour but de gérer et de contrôler les expositions au risque de marché à l'intérieur de paramètres acceptables tout en optimisant le rendement sur le risque.

La Société gère son exposition au risque de marché à l'aide de contrats à terme et de divers produits dérivés dans le cours normal des affaires. Toutes ces opérations sont conclues dans les limites des directives établies par le comité directeur de gestion des risques.

Risque de change
Le risque de change d'OPG est attribuable à deux facteurs principaux : les opérations libellées en dollars américains comme l'achat de combustible fossile, et l'influence des prix des marchandises libellés en dollars américains sur les prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario. OPG conclut des dérivés avec d'importantes institutions financières afin de gérer l'exposition de la Société à la fluctuation des devises.

Risque de taux d'intérêt
Le risque de taux d'intérêt est le risque que la valeur des actifs et passifs d'OPG respectivement diminue ou augmente en raison d'une variation des taux d'intérêt connexes. OPG juge que le risque de taux d'intérêt lié à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie et aux emprunts à court terme est peu élevé en raison de la nature à court terme de ces éléments. La variation des taux d'intérêt n'a actuellement pas d'incidence importante sur les intérêts débiteurs de la Société puisque les emprunts à long terme portent intérêt à taux fixe.

La Société est exposée au risque de taux d'intérêt sur ses emprunts à long terme qui devraient être émis dans le futur. La Société gère l'exposition à la variation des taux d'intérêt du marché sur les emprunts à long terme prévus en concluant des contrats différés sur taux d'intérêt et des swaps variable-fixe.

Risque de prix de l'électricité
Pour la Société, le risque de prix de l'électricité est la possibilité de variations négatives du prix de marché de l'électricité. L'exposition au risque de prix de l'électricité est atténué au moyen de tarifs réglementés pour une tranche importante des activités d'OPG, et est aussi touchée par le mécanisme de rabais associé à la limite de revenus qui s'applique à la production des centrales non réglementées d'OPG. Afin de gérer ce risque, la Société tente de maintenir un équilibre entre le risque de prix des marchandises inhérent à sa production d'électricité et les contrats de vente à terme d'électricité dans la mesure où la liquidité de négociation dans les marchés de l'électricité permet de le faire du point de vue économique.

Le tableau qui suit présente un sommaire de l'analyse de sensibilité pour des expositions au risque de marché importantes non réglées découlant des instruments financiers de la Société au 31 décembre 2008, toutes les autres variables demeurant constantes. Ce tableau démontre comment le bénéfice net et les autres éléments du résultat étendu, avant impôts, auraient été touchés à cette date par des changements de la variable de risque pertinente qui auraient pu raisonnablement survenir au cours de l'exercice.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Une variation de :	Incidence sur le bénéfice net avant impôts	Incidence sur les autres éléments du résultat étendu avant impôts
Change – Dollars américains	+/- 0,04	–	1
Taux d'intérêt[1]	+/- 35 points de base	–	7
Prix de l'électricité – Couverture[2]		s.o.	7
Prix de l'électricité – Négociation[2]		1	s.o.

1 L'analyse de sensibilité aux taux d'intérêt a été établie en fonction de l'exposition aux taux d'intérêt des instruments dérivés désignés comme couvertures à la date des bilans consolidés.

2 L'analyse de sensibilité des prix de l'électricité a été établie selon la volatilité des prix à terme fondée sur les prix à terme quotidiens historiques des contrats d'électricité. L'analyse tient compte de contrats comportant des échéanciers variés, négociés en Ontario et sur les marchés de l'électricité avoisinants.

Risque lié au cours boursier des Fonds nucléaires
Le risque lié au cours boursier représente le risque de perte ou la volatilité imprévue attribuable à la baisse de valeur de titres de capitaux propres et/ou d'indices boursiers. La Société est exposée au risque lié au cours boursier, principalement en raison des placements en titres de capitaux propres détenus dans les Fonds nucléaires et qui sont classés aux bilans consolidés comme détenus à des fins de transaction et évalués à leur juste valeur. Afin de gérer ce risque, OPG a établi des politiques et des procédures de placement pour établir un cadre réglementaire pour les fonds, y compris des hypothèses de placement, des placements autorisés et diverses restrictions de placement pour les Fonds nucléaires. Ces politiques et procédures sont approuvées annuellement par OPG et la Province dans le cas du Fonds de déclassement, et par la Province dans le cas du Fonds pour combustible irradié.

En vertu de l'ONFA, le rendement annuel du Fonds pour combustible irradié est garanti par la Province à l'égard du financement lié aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié. Par conséquent, OPG n'est pas actuellement exposée au risque lié au cours boursier à l'égard du Fonds pour combustible irradié. Toutefois, OPG est exposée au risque lié au cours boursier à l'égard du Fonds de déclassement. En raison de la nature à long terme des passifs du Fonds de déclassement, la composition d'actifs cible du Fonds a été établie avec l'objectif de respecter les obligations des passifs à long terme. Ainsi, la Société pourrait accepter des fluctuations du marché à plus court terme en prévoyant que les titres de capitaux propres dégageront des rendements appropriés à long terme.

Le tableau qui suit présente l'incidence en dollars estimative possible sur le profit avant impôts d'OPG d'une variation de 1 % des indices boursiers mentionnés. Cette analyse est fondée sur la valeur de marché des titres de capitaux propres du Fonds de déclassement au 31 décembre 2008, de même que sur l'hypothèse que lorsqu'un indice boursier varie de 1 %, tous les autres indices demeurent constants.

(en millions de dollars)	31 décembre 2008
Indice composé plafonné S&P/TSX	9
S&P 500	4
Indice MSCI EAEO	4
Indice mondial MSCI	5

Dérivés et couvertures

Au moment de la mise en place de la relation de couverture, OPG documente la relation existant entre l'instrument de couverture et l'élément couvert, son objectif de gestion des risques et sa stratégie de couverture. OPG exige également une évaluation documentée, au moment de la mise en place de la couverture et de manière continue, pour déterminer si les dérivés utilisés dans les opérations de couverture sont très efficaces ou non pour compenser les variations attribuables aux risques couverts des justes valeurs ou des flux de trésorerie des éléments couverts.

La comptabilité de couverture est appliquée lorsque l'instrument dérivé est désigné en tant que couverture et est censé être efficace tout au long de la durée de vie de l'élément couvert. Lorsqu'un instrument dérivé cesse d'exister ou d'être efficace à titre de couverture ou lorsque la relation de couverture prend fin, tout gain ou toute perte reporté connexe est comptabilisé dans les résultats en même temps que les gains et les pertes associés à l'élément couvert. Lorsqu'un élément couvert cesse d'exister, tout gain ou toute perte reporté qui y est associé est constaté dans l'état des résultats consolidé de la période.

Instruments dérivés admissibles à la comptabilité de couverture

Au tableau suivant figure la juste valeur estimative des instruments dérivés désignés en tant que couvertures. La majorité des instruments dérivés d'OPG sont traités en tant que couvertures, les gains ou les pertes étant constatés en résultat net au moment du règlement, quand les opérations sous-jacentes sont effectuées.

OPG a conclu des dérivés financiers sur marchandises principalement pour couvrir le risque de variation des prix des marchandises associé aux fluctuations du prix de l'électricité.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Quantité nominale	Échéance	Juste valeur	Quantité nominale	Échéance	Juste valeur
	31 décembre 2008			31 décembre 2007		
Instruments dérivés sur l'électricité	0,9 TWh	1 an	20	1,8 TWh	1 à 3 ans	35
Instruments dérivés sur les taux de change	35 $ US	Juillet 2009	6	48 $ US	Septembre 2008	(1)
Couvertures de taux d'intérêt de variable à fixe	40	1 à 11 ans	8	43	1 à 11 ans	(2)
Couvertures différées de taux d'intérêt	272	1 à 12 ans	(50)	692	1 à 12 ans	(6)

Des instruments dérivés de change servent à couvrir le risque lié aux achats prévus libellés en dollars américains. Le taux de change fixe moyen pondéré des contrats en cours aux 31 décembre 2008 et 2007 s'élevait respectivement à 0,95 $ US et 0,99 $ US contre un dollar canadien.

Une des coentreprises de la Société est exposée à la variation des taux de change. La coentreprise a conclu un swap de taux d'intérêt pour gérer le risque découlant de la variation des taux d'intérêt, qui prévoit l'échange d'un taux d'intérêt variable à court terme contre un taux fixe de 5,33 %. La quote-part d'OPG dans le swap est de 50 % et est comptabilisée à titre de couverture.

Des pertes nettes de respectivement 14 millions de dollars et de 15 millions de dollars relatives à des instruments dérivés admissibles à la comptabilité de couverture ont été imputées au résultat net des exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007. Ce montant était antérieurement comptabilisé dans les autres éléments du résultat étendu. Les gains nets existants de 8 millions de dollars déjà comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2008 devraient être reclassés dans le résultat net d'ici les douze prochains mois.

Au troisième trimestre de 2008, OPG a redéfini certaines opérations de couverture différées de taux d'intérêt, parce que les emprunts futurs qui étaient prévus à l'égard de ces instruments n'étaient plus susceptibles d'être contractés. Par conséquent, une perte nette de 3 millions de dollars a été reclassée en résultat net au troisième trimestre de 2008.

Instruments dérivés non admissibles à la comptabilité de couverture
La valeur comptable (juste valeur) des instruments dérivés non désignés comme couvertures est comme suit :

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Quantité nominale	Juste valeur	Quantité nominale	Juste valeur
	31 décembre 2008		31 décembre 2007	
Instruments dérivés de change	–	–	14 $ US	(2)
Instruments dérivés sur marchandises				
Actif	6,9 TWh	49	9,9 TWh	14
Passif	2,2 TWh	(19)	1,2 TWh	(10)
		30		2
Réserve au titre de la liquidité du marché		(4)		(2)
Total		26		–

Les instruments dérivés de change qui ne sont pas désignés comme couvertures avaient un taux de change moyen pondéré de 0,86 $ US au 31 décembre 2007.

Juste valeur
La juste valeur est la valeur à laquelle un instrument financier peut être liquidé ou vendu, dans le cadre d'une opération avec une contrepartie compétente agissant en toute liberté. La juste valeur des actifs et passifs financiers, y compris les instruments dérivés cotés en Bourse et d'autres instruments financiers évalués à la juste valeur et pour lesquels des cours sur un marché actif sont disponibles, est établie directement à partir de ces cours du marché.

Pour les instruments pour lesquels il n'y a pas de cours de marché facilement disponibles, les justes valeurs sont estimées à l'aide de courbes de prix à terme tracées à partir de cours ou taux de marché observables qui peuvent comprendre l'utilisation de techniques ou de modèles d'évaluation, fondés dans la mesure du possible sur des hypothèses s'appuyant sur des cours ou taux de marché observables en vigueur à la date des bilans consolidés. C'est le cas des dérivés et des titres négociés hors bourse, qui comprennent les dérivés de produits énergétiques, les dérivés de change, les dérivés de swap de taux d'intérêt et le PCAA émis par des fiducies de tiers. Les modèles d'évaluation utilisent des hypothèses générales et des données de marché, et ne reflètent donc pas les risques spécifiques et d'autres facteurs qui toucheraient la juste valeur d'un instrument donné. Les méthodes employées pour calculer les rajustements de juste valeur sont examinées à intervalles réguliers afin d'assurer qu'elles demeurent appropriées.

Étant donné le caractère incertain de l'information relative aux prix à terme, la juste valeur des instruments dérivés ne représente pas nécessairement de façon exacte le coût d'acquisition de ces positions. Afin d'absorber une partie du risque lié à cette incertitude à l'égard de ses positions de négociation, OPG a constitué une réserve de liquidités couvrant les gains ou les pertes résultant de l'évaluation à la valeur de marché de ces positions. Cette réserve a réduit les revenus tirés des activités de négociation de 2 millions de dollars au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008 (aucune variation au 31 décembre 2007).

14. GESTION DU CAPITAL

Les objectifs du conseil d'administration en matière de gestion du capital visent à protéger les actifs de la Société et sa capacité d'exercer ses activités commerciales, tout en s'engageant envers des projets de développement futurs qui fournissent un rendement approprié à l'actionnaire, et des avantages à d'autres parties prenantes. La Société tente de maintenir une structure du capital optimale et de réduire au minimum le coût du capital.

La Société est détenue en totalité par la Province. Pour réduire au minimum son coût du capital, la Société vise des mesures financières conformes à l'obtention d'une notation de crédit de première qualité. Cela permettra à la Société d'accéder aux marchés financiers à l'avenir tout en visant un financement par emprunt à un coût peu élevé.

La Société surveille le capital au moyen du ratio d'endettement, soit le ratio de la dette sur le total de la structure du capital. La dette correspond au total des emprunts, y compris la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, la dette à long terme et le montant des lettres de crédit. Le total de la structure du capital correspond au total de la dette majoré du total des capitaux propres comme ils sont présentés aux bilans consolidés. Une clause restrictive financière de la facilité de crédit bancaire consentie renouvelable de 1 milliard de dollars d'OPG prévoit que cette dernière est tenue de maintenir, sur une base entièrement consolidée, un ratio d'endettement d'au plus 0,65:1,0 en tout temps.

Selon la décision de la CEO en novembre 2008, la structure du capital réputée des activités réglementées est de 53 % de dette et de 47 % de capitaux propres.

Le tableau qui suit présente un sommaire du ratio d'endettement d'OPG aux 31 décembre 2008 et 2007 :

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2008	2007
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	**357**	407
Dette à long terme	**3 483**	3 446
Lettres de crédit	**243**	205
Total de la dette	**4 083**	4 058
Total des capitaux propres	**6 829**	6 807
Total de la structure du capital	**10 912**	10 865
Ratio d'endettement	**37 %**	37 %

Aucun changement n'a été apporté à l'approche de la Société en matière de gestion du capital au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008.

15. ACTIONS ORDINAIRES

Aux 31 décembre 2008 et 2007, OPG avait 256 300 010 actions ordinaires émises et en circulation d'une valeur déclarée de 5 126 millions de dollars. OPG est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale. Toute émission de nouvelles actions est assujettie au consentement de la totalité des actionnaires d'OPG.

16. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Litiges

OPG ou ses filiales font face à différentes actions en justice couvrant un large ensemble de questions soulevées dans le cours normal de leurs affaires.

Le 9 août 2006, un avis d'action et une déclaration d'un montant de 500 millions de dollars (la « réclamation ») ont été signifiés à OPG et à Bruce Power L.P. par British Energy Limited et British Energy International Holdings Limited (« British Energy »), alléguant qu'OPG leur est redevable en raison de la violation d'un contrat et de négligence. OPG a loué les centrales nucléaires Bruce à Bruce Power L.P. en 2001. British Energy était un investisseur dans Bruce Power L.P. En 2003, British Energy a vendu sa participation dans Bruce Power L.P. à un groupe d'investisseurs (les « acquéreurs »). Les acquéreurs allèguent que British Energy leur est redevable relativement à cette opération d'acquisition. Leur réclamation fait actuellement l'objet d'une procédure d'arbitrage (l'« arbitrage »). Par conséquent, British Energy a engagé une poursuite contre OPG afin de protéger toute réclamation semblable qu'elle pourrait avoir contre OPG en vertu de l'entente de location de 2001. British Energy a indiqué qu'elle ne demandait pas à OPG de contester la réclamation à ce moment-ci, puisque British Energy conteste l'arbitrage institué par les acquéreurs. L'arbitrage devrait avoir lieu en septembre 2009. Il peut réduire ou éliminer les réclamations ou les dommages de British Energy, de manière à réduire ou à éliminer le besoin de maintenir la réclamation contre OPG. British Energy s'est réservé le droit d'obliger OPG à contester la réclamation avant la conclusion de l'arbitrage si, à un moment donné, British Energy y voit un avantage pour elle.

Le 2 septembre 2008, une certaine Première nation a envoyé un avis de poursuite contre le gouvernement du Canada, la province d'Ontario, OPG et la SIERE réclamant des dommages-intérêts d'un montant de 200 millions de dollars relativement à des allégations de bris de contrat et d'obligation fiduciaire, de violation de propriété, de négligence, de nuisance, de fausse déclaration, de bris de droits riverains et de violation illégale et injustifiable des droits des peuples autochtones et des droits issus de traités, et de 0,5 million de dollars en dommages-intérêts spéciaux. Une notice d'arbitrage a été signifiée au même moment à OPG en vertu d'une entente entre OPG et ladite Première nation pour traiter du rôle d'OPG dans le partage des avantages liés à la mise en valeur hydrologique. OPG a évalué les fondements du litige, et ni l'arbitrage ni la réclamation ne devraient avoir une incidence importante sur la situation financière de la Société. Par conséquent, OPG est minimalement exposée à l'égard de cette réclamation.

Certaines Premières nations ont intenté des actions en justice en raison d'ingérence dans les droits rattachés à la terre de réserve et les droits fonciers ancestraux. Les réclamations faites par certaines de ces Premières nations touchent de nombreux passifs solidaires avec d'autres parties et totalisent environ 45 millions de dollars, et des réclamations par d'autres ne précisent aucun montant.

Chacun de ces litiges s'accompagne d'incertitudes. Certains d'entre eux pourraient être réglés au désavantage d'OPG et pourraient avoir une incidence importante sur sa situation financière. La direction a constitué des provisions pour des éventualités jugées probables et qui peuvent être raisonnablement évaluées.

Questions environnementales

OPG était tenue d'assumer certaines obligations environnementales d'Ontario Hydro. Conséquemment, une provision de 76 millions de dollars a été établie à cet égard au 1er avril 1999. Au 31 décembre 2008, la provision résiduelle s'établissait à 41 millions de dollars (45 millions de dollars au 31 décembre 2007).

Les activités courantes sont également soumises à la réglementation fédérale, provinciale et locale en matière de qualité de l'air, des eaux et des sols et d'autres questions environnementales. Le coût des obligations correspondantes est assumé de façon continue. La direction estime avoir établi une provision suffisante dans les états financiers consolidés pour respecter les obligations environnementales liées aux activités actuelles d'OPG.

Garanties

Dans le cours normal des affaires, OPG et certaines de ses filiales et coentreprises concluent diverses ententes fournissant une assurance financière ou de bonne exécution à des tiers au nom de certaines filiales. Ces ententes prévoient des garanties, des lettres de crédit de soutien et des cautionnements.

Engagements contractuels et commerciaux

Les obligations contractuelles et autres engagements commerciaux importants de la Société au 31 décembre 2008 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2009	2010	2011	2012	2013	Par la suite	Total
Obligations contractuelles :							
Ententes d'approvisionnement en combustible	743	626	265	217	157	309	2 317
Contributions effectuées dans le cadre de l'ONFA	339	264	250	240	157	852	2 102
Remboursement de la dette à long terme	350	970	375	400	–	1 565	3 660
Intérêt sur la dette à long terme	204	172	124	96	82	323	1 001
Obligations d'achat non conditionnelles	17	16	12	13	12	156	226
Créditeurs à long terme	–	–	–	–	–	–	–
Obligations en vertu de contrats de location-exploitation	23	25	25	26	27	1	127
Permis d'exploitation	30	30	33	36	39	–	168
Cotisations aux régimes de retraite[1]	260	270	–	–	–	–	530
Divers	47	35	30	22	15	84	233
Engagements commerciaux importants :	2 013	2 408	1 114	1 050	489	3 290	10 364
Tunnel de Niagara	113	260	–	–	–	–	373
Autres projets hydroélectriques	140	58	–	–	–	–	198
Total	2 266	2 726	1 114	1 050	489	3 290	10 935

1 Les cotisations aux régimes de retraite comprennent les besoins de capitalisation additionnels étant donné le déficit et les besoins de capitalisation continus conformément à l'évaluation actuarielle au 1er janvier 2008. Les cotisations subissent l'incidence de divers facteurs, y compris le rendement du marché, les modifications aux hypothèses actuarielles, les résultats techniques des régimes et le calendrier des évaluations actuarielles. Les besoins de capitalisation après 2010 sont exclus en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires aux prévisions de l'échéancier des flux de trésorerie futurs.

Tunnel de Niagara

En date du 31 décembre 2008, le tunnelier avait parcouru 3 306 mètres. Les progrès du tunnelier continuent d'être moins rapides que prévu dans l'échéancier initial de l'entrepreneur, principalement en raison de hors-profils excédentaires du schiste Queenston de la couronne du tunnel. Pour réduire les travaux d'excavation du schiste Queenston, une modification a été apportée à l'alignement vertical.

Une procédure d'audience pour examen d'un litige a été entamée plus tôt en 2008 pour évaluer, entre autres éléments, si les conditions souterraines réelles auxquelles il a été fait face diffèrent de manière importante de celles prévues par le contrat de conception-construction. Le Comité d'examen de litiges a émis ses recommandations à caractère non obligatoire vers la fin d'août 2008. OPG et l'entrepreneur utilisent les recommandations du Comité d'examen de litiges comme base de négociation des révisions au contrat de conception-construction. Ces révisions devraient avoir des incidences importantes sur l'échéancier de finalisation du projet et sur les estimations de coûts du projet. Les négociations sont en cours et devraient être finalisées au premier trimestre de 2009. Des incertitudes subsisteront à l'égard des coûts et de l'échéancier.

Les dépenses en immobilisations attribuables au projet pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 se sont établies à 132 millions de dollars, et les dépenses en immobilisations cumulatives s'élèvent à 435 millions de dollars. Le projet est financé par emprunt par l'intermédiaire de la SFIEO.

Lac Seul
La centrale hydroélectrique du Lac Seul devrait être déclarée en service en février 2009. La centrale a une capacité de 12,5 MW. Le projet devait initialement être en service à la fin du troisième trimestre de 2007. Toutefois, cette mise en service a été retardée en raison de diverses difficultés rencontrées par l'entrepreneur. Un règlement de principe a été négocié pour compenser l'entrepreneur en vue du recouvrement de certains coûts additionnels.

Au 31 décembre 2008, les dépenses cumulatives s'élevaient à 54 millions de dollars. Le coût final du projet devrait atteindre 55 millions de dollars. Le projet est financé par emprunt par l'intermédiaire de la SFIEO.

OPG a conclu une convention de partenariat avec la Première nation du Lac Seul. Ce partenariat est une première pour OPG et la Première nation, qui détiendra 25 % de la nouvelle centrale.

Portlands Energy Centre
OPG a conclu un partenariat avec TransCanada Energy Ltd., par l'entremise de Portlands Energy Centre L.P., afin de poursuivre les travaux d'aménagement d'une centrale alimentée au gaz de 550 MW, à cycle combiné, sur le site de l'ancienne centrale R.L. Hearn, près du centre-ville de Toronto. OPG détient une participation de 50 % dans la coentreprise.

En mai 2008, la construction du mode en cycle simple du PEC a pris fin. La centrale était disponible pour fonctionner en mode de cycle simple selon les besoins au cours de l'été 2008.

En septembre 2008, le mode en cycle simple du PEC a pris fin, et la centrale a été remise entre les mains de l'entrepreneur aux fins de la finalisation de la centrale à cycle combiné. La mise en service finale du système et la préparation de la mise à l'essai de garantie d'exécution ainsi que les essais de démonstration ont été exécutés au cours des deux derniers mois de 2008. Le PEC devrait être en service en mode de cycle combiné au premier trimestre de 2009, soit plus tôt que la date contractuelle de mise en service du 1er juin 2009.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, la quote-part d'OPG des dépenses en immobilisations s'est établie à 87 millions de dollars, et les dépenses cumulatives atteignent 360 millions de dollars. Le total des coûts du projet devrait se situer dans les limites du budget approuvé de 730 millions de dollars, excluant les intérêts capitalisés. Une part importante de ce coût en capital se rapporte à un contrat de conception-achat-construction visant la construction de la centrale. La quote-part d'OPG du projet est financée par emprunt par l'intermédiaire de la SFIEO.

Upper Mattagami et Hound Chute
En décembre 2007, le conseil d'administration d'OPG a approuvé le remplacement de quatre centrales hydroélectriques existantes. Trois de ces centrales se trouvent sur la rivière Upper Mattagami (Wawaitin, Sandy Falls et Lower Sturgeon) et la quatrième (Hound Chute) est située sur la rivière Montreal. Le projet comprend la démolition et le déclassement des quatre vieilles centrales qui ont atteint la fin de leur durée de vie utile. À la fin du projet, la puissance installée totale des quatre centrales augmentera, passant de 23 MW à 44 MW, ce qui fera passer l'énergie produite annuellement de 134 gigawattheures (« GWh ») à 223 GWh.

Les activités de conception et de construction sont en cours sur les quatre sites. Sandy Falls et Lower Sturgeon ont été démolies pour permettre la construction des nouvelles centrales.

Au 31 décembre 2008, les dépenses cumulatives s'établissaient à 62 millions de dollars, et le total des coûts du projet devrait atteindre 300 millions de dollars. Une part importante de ce coût en capital se rapporte à un contrat de conception-achat-construction visant la construction des centrales.

Autres engagements
En plus des engagements susmentionnés, la Société a les engagements suivants :

La Société maintient des conventions collectives avec le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique et la Society of Energy Professionals. Les conventions sont en vigueur respectivement jusqu'au 31 mars 2009 et jusqu'au 31 décembre 2010. Au 31 décembre 2008, OPG comptait environ 12 000 employés réguliers, et environ 90 % de sa main-d'œuvre régulière est visée par des conventions collectives.

Les engagements contractuels et commerciaux décrits précédemment excluent certains bons de commande, puisqu'ils représentent des autorisations d'achat plutôt que des contrats juridiquement valables et qu'ils peuvent être modifiés sans pénalités importantes.

Impôts fonciers de remplacement
En novembre 2005, OPG a reçu une lettre du ministère des Finances indiquant son intention de recommander au ministre des Finances qu'un règlement ontarien à l'égard de l'impôt foncier de remplacement soit mis à jour rétroactivement au 1er avril 1999 pour refléter les réévaluations et les règlements d'appel se rapportant à certaines propriétés d'OPG depuis cette date. OPG continue de discuter de la résolution de cette question avec le ministère des Finances, puisque des mises à jour de la réglementation pourraient ne pas être faites avant plusieurs années. OPG n'a pas inscrit de montant relatif à la modification prévue au règlement.

17. RABAIS ASSOCIÉ À LA LIMITE DE REVENUS

Une tranche de 85 % de la production des actifs de production non réglementée d'OPG, excluant la centrale Lennox, les centrales dont la production est assujettie à une HESA avec l'OEO, aux termes d'une directive ministérielle, et les ventes à terme au 1er janvier 2005, font l'objet d'une limite de revenus. La production d'une unité ayant fait l'objet d'une conversion de combustible et la production supplémentaire d'une centrale ayant fait l'objet d'une remise en état ou d'un agrandissement sont aussi exclues de la production couverte par la limite de revenus.

La limite de revenus, qui avait initialement été établie pour une période de 13 mois se terminant le 30 avril 2006, a par la suite été prolongée pour trois autres années. À compter du 1er mai 2006, la limite de revenus a été portée à 4,6 ¢/kWh par rapport à la limite précédente de 4,7 ¢/kWh. Le 1er mai 2007, la limite de revenus a été rétablie à 4,7 ¢/kWh et portée à 4,8 ¢/kWh en date du 1er mai 2008. En outre, depuis le 1er avril 2006, les volumes vendus aux termes d'une vente aux enchères pilote administrée par l'OEO sont assujettis à une limite de revenus supérieure de 0,5 ¢/kWh à la limite de revenus applicable aux autres actifs de production d'OPG. Les revenus excédant ces limites de revenus sont remis à la SIERE au profit des consommateurs. Le rabais associé à la limite de revenus devrait prendre fin avec prise d'effet le 1er mai 2009.

La variation du passif au titre du rabais associé à la limite de revenus pour 2008 et 2007 se présente comme suit :

(en millions de dollars)	2008	2007
Passif au début de l'exercice	**100**	40
Augmentation de la provision au cours de l'exercice	**277**	227
Paiements effectués au cours de l'exercice	**(292)**	(167)
Passif à la fin de l'exercice	**85**	100

18. AUTRES GAINS ET PERTES

(en millions de dollars)	2008	2007
Variation du coût estimatif nécessaire au déclassement des centrales alimentées au charbon	**(21)**	(20)
Dépréciation des placements dans le PCAA (note 4)	**14**	10
Divers	**(2)**	–
Autres gains et pertes	**(9)**	(10)

En 2007, OPG a constaté un recouvrement de 20 millions de dollars afin de refléter une variation des coûts estimatifs requis pour terminer les travaux de déclassement de la centrale Lakeview. Les travaux de démolition de la centrale Lakeview ont été essentiellement terminés au cours de 2007.

D'autres gains et pertes de 21 millions de dollars ont été comptabilisés en 2008 pour refléter un changement des coûts estimatifs de déclassement des autres centrales alimentées au charbon, y compris les coûts prévus des travaux environnementaux et de remise en état des lieux.

19. SECTEURS D'ACTIVITÉ

Avant le quatrième trimestre de 2008, OPG avait quatre secteurs d'activité isolables. Les secteurs d'activité étaient la production nucléaire réglementée, la production hydroélectrique réglementée, la production hydroélectrique non réglementée et la production d'origine fossile non réglementée.

À compter du quatrième trimestre de 2008, OPG a séparé le secteur Production nucléaire réglementée en deux secteurs isolables, soit le secteur Production nucléaire réglementée et le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée. Les résultats des périodes correspondantes ont été reclassés pour refléter la présentation modifiée.

Production nucléaire réglementée

Le secteur Production nucléaire réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales nucléaires qu'OPG possède et exploite. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales nucléaires Pickering A et B et Darlington. Ce secteur comprend aussi les revenus aux termes d'une entente de location avec Bruce Power liée aux centrales nucléaires Bruce. Cette entente comprend un revenu locatif et les revenus tirés de l'analyse et de la conception techniques et des services techniques et autres. Des revenus sont aussi tirés de la vente d'isotopes et de services connexes. Les revenus connexes sont gagnés au moyen des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive.

Centrales nucléaires Bruce
En mai 2001, OPG a loué ses centrales nucléaires Bruce A et Bruce B à Bruce Power jusqu'en 2018, avec une option de renouvellement maximale de 25 ans.

En vertu du contrat de location, OPG a accepté de céder certains stocks de matières et de combustible à Bruce Power en plus de certaines immobilisations. Les actifs et les passifs de régimes de retraite liés à environ 3 000 employés ont été cédés à Bruce Power. Bruce Power a pris en charge le passif lié aux autres avantages postérieurs à l'emploi de ces employés. OPG a versé à Bruce Power, à l'égard des autres avantages postérieurs à l'emploi, environ 2,3 millions de dollars par mois sur une période de 72 mois qui a pris fin en 2008.

Dans le cadre de la conclusion de l'opération, OPG a comptabilisé des revenus constatés d'avance de façon à refléter les paiements initiaux de 595 millions de dollars, déduction faite des actifs nets cédés à Bruce Power. Les revenus constatés d'avance sont amortis sur la durée initiale du contrat d'environ 18 ans et constatés à titre de revenus.

En décembre 2002, British Energy plc. a conclu une entente visant à céder l'intégralité de sa participation de 82,4 % dans Bruce Power. L'opération a été réalisée en février 2003, et un consortium de sociétés canadiennes a pris en charge la location des centrales nucléaires Bruce A et Bruce B détenues auparavant par British Energy plc. Les installations Bruce continueront d'être exploitées par Bruce Power. À la clôture de l'opération, l'effet à recevoir de 225 millions de dollars a été payé à OPG, et les paiements de location ont commencé à être effectués tous les mois. Le produit et l'intérêt découlant de l'effet doivent être appliqués au plus tard en mars 2008 aux besoins de financement d'OPG relativement aux passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. En décembre 2007, OPG a effectué un paiement extraordinaire de 334 millions de dollars dans le Fonds pour combustible irradié.

Dans le cadre de l'entente conclue en octobre 2005 entre la Province et Bruce Power, OPG a reçu une déclaration de l'actionnaire de la part de la Province ordonnant au conseil d'administration d'OPG d'accepter certains avenants à l'entente de location. Ces avenants comprenaient une modification aux dispositions relatives à la cession de la participation de Bruce Power dans le site ainsi qu'une réduction du loyer annuel à l'égard de trois des quatre unités de Bruce A remises à neuf à raison de 5,5 millions de dollars par unité (en dollars de 2002, indexés selon l'indice des prix à la consommation), qui auront une incidence sur les trois unités de Bruce A qui seront remises à neuf après l'achèvement des remises à neuf futures prévues. Ces avenants à l'entente de location auront une incidence sur OPG lorsque les unités 1 et 2 de la centrale nucléaire Bruce A seront remises en service, et lorsque l'unité 3 sera remise à neuf à la fin de sa durée de vie utile actuelle. D'autres modifications aux arrangements actuels ont été apportées pour tenir compte de la décision de Cameco Corporation de ne pas participer à la remise à neuf de la centrale nucléaire Bruce A.

Au cours de 2008, OPG a comptabilisé des revenus de location liés aux centrales Bruce de 258 millions de dollars (253 millions de dollars en 2007). À la fin de 2008, OPG a réévalué le contrat de location de Bruce aux fins comptables en raison d'une modification apportée au contrat. En raison de la réévaluation, le moment où certains revenus tirés du contrat de location sont constatés aux fins comptables a été revu. La révision se traduira par des réductions des revenus de location aux fins comptables au cours des premières années du reste de la durée du contrat de location, et par des augmentations des revenus de location aux fins comptables au cours des dernières années du reste de la durée du contrat de location. L'incidence de ces modifications d'échéancier sur le montant des revenus de location constatés au cours de 2008 a été contrebalancée par l'incidence du compte d'écarts de Bruce décrit à la note 7 afférente aux présents états financiers consolidés. La valeur comptable nette des immobilisations louées à Bruce Power s'établissait à 1 140 millions de dollars au 31 décembre 2008 (1 201 millions de dollars en 2007).

Gestion des déchets nucléaires réglementée
Les activités du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée consistent en la gestion de combustible irradié de faible ou de moyenne activité, le déclassement des centrales nucléaires d'OPG (y compris les centrales louées à Bruce Power), la gestion des Fonds nucléaires et les activités connexes, y compris l'inspection et l'entretien des installations de stockage des déchets. Par conséquent, une charge de désactualisation des passifs et des pertes (gains) nucléaires liés aux Fonds nucléaires est présentée dans ce secteur.

Au fil de l'exploitation des centrales nucléaires, OPG engage des coûts variables liés au combustible irradié de faible et de moyenne activité qui est produit. Ces coûts font augmenter les passifs nucléaires en raison de la production de grappes de combustible irradié additionnelles et d'autres déchets. Ces coûts variables sont imputés aux activités à court terme du secteur Production nucléaire réglementée afin de refléter de manière appropriée le coût de production de l'énergie et les revenus tirés des contrats de location avec Bruce Power qui sont comptabilisés dans ce secteur. Puisque les coûts variables font augmenter les passifs nucléaires du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée, OPG comptabilise une charge intersectorielle entre les secteurs Production nucléaire réglementée et Gestion des déchets nucléaires réglementée. L'incidence de cette charge intersectorielle entre ces secteurs est éliminée dans les états des résultats et les bilans consolidés d'OPG.

Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée est jugé réglementé puisque les coûts liés aux passifs nucléaires sont inclus dans l'établissement, par la CEO, des tarifs réglementés pour la production des installations nucléaires réglementées d'OPG.

Production hydroélectrique réglementée
Le secteur Production hydroélectrique réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant de la plupart des centrales hydroélectriques de base d'OPG. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, et les installations hydroélectriques R.H. Saunders. Ce secteur comprend aussi les revenus connexes gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services connexes, y compris les services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid et des services de réglage de production automatique.

Production hydroélectrique non réglementée
Le secteur Production hydroélectrique non réglementée exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales hydroélectriques qui n'est pas soumise à la réglementation des tarifs. Ce secteur comprend aussi les revenus connexes gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services connexes, y compris les services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid, des services de réglage de production automatique et les revenus d'autres services.

Production d'origine fossile non réglementée
Le secteur Production d'origine fossile non réglementée exerce ses activités en Ontario, lesquelles consistent en la production et la vente de l'électricité produite par les centrales à combustible fossile, qui n'est pas soumise à la réglementation des tarifs. Ce secteur comprend aussi les revenus connexes gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services connexes, y compris les services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des services de réglage de production automatique et les revenus d'autres services.

Divers
OPG tire des revenus de sa participation dans la coentreprise de Brighton Beach relativement à une convention de conversion énergétique entre Brighton Beach et Coral. Le secteur Divers comprend aussi la quote-part d'OPG des revenus et des charges de la coentreprise tirés de la centrale alimentée au gaz du PEC. En outre, ce secteur comprend les revenus tirés des locations immobilières.

Les revenus et les charges liés aux activités de négociation et autres activités autres que de couverture d'OPG sont aussi inclus dans ce secteur. Dans le cadre de ces activités, OPG effectue des opérations essentiellement à court terme, de un an ou moins, avec des contreparties de l'Ontario et des marchés de l'énergie avoisinants. Ces activités se rapportent essentiellement à l'énergie physique, qui est achetée et vendue aux limites de la province d'Ontario, et à la vente de produits de gestion des risques financiers et de produits liés à l'énergie. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont comptabilisés à titre d'actifs ou de passifs à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les autres revenus à titre de gains ou de pertes.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des secteurs d'activité de la production comprennent des honoraires de services intersectoriels qui se rapportent à l'utilisation de certaines immobilisations corporelles du secteur Divers. Le total des honoraires de services est porté en réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de ce secteur. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, les honoraires de services se sont établis à 29 millions de dollars pour le secteur Production nucléaire réglementée, à 3 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique réglementée, à 4 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique non réglementée et à 9 millions de dollars pour le secteur Production d'origine fossile non réglementée, avec une réduction correspondante des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 45 millions de dollars pour le secteur Divers. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, les honoraires de services s'étaient établis à 33 millions de dollars pour le secteur Production nucléaire réglementée, à néant pour le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée, à 2 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique réglementée, à 4 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique non réglementée et à 11 millions de dollars pour le secteur Production d'origine fossile non réglementée, avec une réduction correspondante des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 50 millions de dollars pour le secteur Divers.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

(des exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007)

Bénéfice (perte) sectoriel(le) pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 (en millions de dollars)	Activités réglementées			Activités non réglementées				
	Nucléaires	Gestion des déchets nucléaires	Hydro-électriques	Hydro-électriques	D'origine fossile	Divers	Éliminations	Total
Revenus	2 987	46	754	974	1 491	153	(46)	6 359
Rabais associé à la limite de revenus	–	–	–	(72)	(205)	–	–	(277)
	2 987	46	754	902	1 286	153	(46)	6 082
Charges liées au combustible	167	–	254	111	659	–	–	1 191
Marge brute	2 820	46	500	791	627	153	(46)	4 891
Exploitation, maintenance et administration	2 098	50	108	198	552	7	(46)	2 967
Amortissement	462	–	70	76	94	41	–	743
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	–	573	–	–	8	–	–	581
Perte sur les fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	–	93	–	–	–	–	–	93
Impôt foncier et impôt sur le capital	25	–	12	9	21	13	–	80
Bénéfice (perte) avant autres gains et pertes	235	(670)	310	508	(48)	92	–	427
Autres (gains) et pertes	–	–	–	–	(23)	14	–	(9)
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	235	(670)	310	508	(25)	78	–	436

Bénéfice (perte) sectoriel(le) pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 (en millions de dollars)	Activités réglementées			Activités non réglementées				
	Nucléaires	Gestion des déchets nucléaires	Hydro-électriques	Hydro-électriques	D'origine fossile	Divers	Éliminations	Total
Revenus	2 581	76	695	763	1 713	135	(76)	5 887
Rabais associé à la limite de revenus	–	–	–	(64)	(163)	–	–	(227)
	2 581	76	695	699	1 550	135	(76)	5 660
Charges liées au combustible	133	–	244	81	812	–	–	1 270
Marge brute	2 448	76	451	618	738	135	(76)	4 390
Exploitation, maintenance et administration	2 053	84	123	207	573	10	(76)	2 974
Amortissement	426	–	68	68	82	51	–	695
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	–	499	–	–	8	–	–	507
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	–	(481)	–	–	–	–	–	(481)
Impôt foncier et impôt sur le capital	31	–	11	10	21	12	–	85
(Perte) bénéfice avant autres gains et pertes	(62)	(26)	249	333	54	62	–	610
Autres (gains) et pertes	(4)	–	–	4	(20)	10	–	(10)
(Perte) bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	(58)	(26)	249	329	74	52	–	620

Principales données du bilan consolidé au 31 décembre 2008 (en millions de dollars)	Activités réglementées			Activités non réglementées			
	Nucléaires	Gestion des déchets nucléaires	Hydro-électriques	Hydro-électriques	D'origine fossile	Divers	Total
Immobilisations en service, montant net	3 845	–	3 823	2 971	396	480	11 515
Construction en cours	227	–	444	190	29	382	1 272
Immobilisations corporelles, montant net	4 072	–	4 267	3 161	425	862	12 787
Matières et fournitures, montant net :							
Court terme	77	–	–	–	55	–	132
Long terme	336	–	–	1	1	–	338
Stocks de combustible	301	–	–	–	435	–	736
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	–	(11 233)	–	–	(117)	(34)	(11 384)
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	–	9 209	–	–	–	–	9 209

Principales données du bilan consolidé au 31 décembre 2007 (en millions de dollars)	Activités réglementées			Activités non réglementées			
	Nucléaires	Gestion des déchets nucléaires	Hydro-électriques	Hydro-électriques	D'origine fossile	Divers	Total
Immobilisations en service, montant net	4 030	–	3 871	2 996	422	508	11 827
Construction en cours	210	–	299	88	49	304	950
Immobilisations corporelles, montant net	4 240	–	4 170	3 084	471	812	12 777
Matières et fournitures, montant net :							
Court terme	73	–	1	–	51	–	125
Long terme	346	–	–	3	4	–	353
Stocks de combustible	231	–	–	–	373	–	604
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	–	(10 781)	–	–	(141)	(35)	(10 957)
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	–	9 263	–	–	–	–	9 263

Principales données de l'état des flux de trésorerie (en millions de dollars)	Activités réglementées			Activités non réglementées			
	Nucléaires	Gestion des déchets nucléaires	Hydro-électriques	Hydro-électriques	D'origine fossile	Divers	Total
Exercice terminé le 31 décembre 2008							
Dépenses en immobilisations	184	–	160	149	59	109	661
Exercice terminé le 31 décembre 2007							
Dépenses en immobilisations	206	1	80	66	94	219	666

20. OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Étant donné que la Province détient l'ensemble des actions d'OPG, les parties liées comprennent la Province, les autres sociétés issues du regroupement d'Ontario Hydro, dont Hydro One Inc. (« Hydro One »), la SIERE et la SFIEO. OPG conclut aussi des opérations entre parties liées avec ses coentreprises. Les opérations entre OPG et les parties liées sont évaluées à la valeur d'échange, soit la valeur de la contrepartie qui a été établie et acceptée par les parties liées.

Les opérations se résument comme suit :

(en millions de dollars)	Revenus	Charges	Revenus	Charges
	2008		2007	
Hydro One				
Ventes d'électricité	**35**	**–**	28	–
Services	**–**	**7**	–	12
Province d'Ontario				
Frais sur les revenus bruts et les droits d'utilisation de l'eau et impôt foncier	**–**	**151**	–	129
Garanties	**–**	**4**	–	8
Garantie du taux de rendement du Fonds pour combustible irradié	**–**	**(971)**	–	(130)
Excédent de capitalisation du Fonds de déclassement	**–**	**(3)**	–	(291)
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts et impôt foncier	**–**	**215**	–	199
Intérêts créditeurs sur les montants à recevoir	**–**	**–**	–	(6)
Intérêts débiteurs sur les effets à long terme	**–**	**215**	–	187
Impôts sur le capital	**–**	**36**	–	35
Impôts sur les bénéfices	**–**	**88**	–	(51)
Frais d'indemnisation	**–**	**–**	–	–
SIERE				
Ventes d'électricité	**5 330**	**127**	5 094	104
Rabais associé à la limite de revenus	**(277)**	**–**	(227)	–
Services connexes	**155**	**–**	145	–
Divers	**–**	**–**	–	1
	5 243	**(131)**	5 040	197

Au 31 décembre 2008, les débiteurs ne comportaient aucun montant à recevoir de Hydro One (2 millions de dollars en 2007) et 207 millions de dollars à recevoir de la SIERE (179 millions de dollars en 2007). Les créditeurs et les charges à payer au 31 décembre 2008 incluaient un montant de 1 million de dollars (2 millions de dollars en 2007) à payer à Hydro One.

21. COENTREPRISES

Les coentreprises importantes comprennent Brighton Beach et le PEC, qui sont détenus à 50 % par OPG.

L'information condensée qui suit tirée des états des résultats, des états des flux de trésorerie et des bilans consolidés présente la quote-part de la Société dans les coentreprises et les partenariats qui a été consolidée de façon proportionnelle :

(en millions de dollars)	2008	2007
Quote-part de l'exploitation des coentreprises		
Revenus	**41**	43
Charges	**(31)**	(36)
Bénéfice net	**10**	7
Quote-part des flux de trésorerie des coentreprises		
Activités d'exploitation	**33**	1
Activités d'investissement	**(76)**	(165)
Activités de financement	**50**	164
Quote-part des variations des liquidités	**7**	–
Quote-part des bilans des coentreprises		
Actif à court terme	**31**	38
Actif à long terme	**585**	533
Passif à court terme	**(18)**	(24)
Passif à long terme	**(183)**	(185)
Quote-part de l'actif net	**415**	362

22. SOCIÉTÉ DE PLACEMENT

La Société a appliqué la NOC-18 pour tous les placements détenus par OPGV. OPGV est une filiale en propriété exclusive de la Société, et ses résultats sont présentés dans les états financiers consolidés de la Société. La valeur comptable des placements d'OPGV s'établissait à 39 millions de dollars (45 millions de dollars en 2007), et le montant a été inclus à titre de débiteurs à long terme et autres actifs aux bilans consolidés.

En raison de l'application de cette convention, le bénéfice net et les autres actifs de la Société pour 2008 ont reculé de 6 millions de dollars (13 millions de dollars en 2007). Les gains et les pertes réalisés nets d'OPGV ont été de 3 millions de dollars en 2008 (néant en 2007).

Les gains et les pertes bruts latents sur le placement détenu par OPGV au 31 décembre 2008 s'établissaient respectivement à 17 millions de dollars et 19 millions de dollars. Les gains et les pertes bruts latents sur le placement détenu par OPGV au 31 décembre 2007 s'établissaient respectivement à 19 millions de dollars et 15 millions de dollars.

23. RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, des frais de recherche et de développement de 75 millions de dollars (93 millions de dollars en 2007) ont été imputés aux résultats.

24. VARIATION DES SOLDES HORS CAISSE DU FONDS DE ROULEMENT

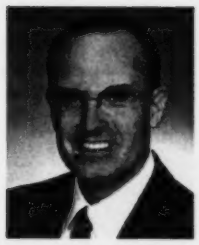
(en millions de dollars)	2008	2007
Débiteurs	**(171)**	(97)
Charges payées d'avance	**3**	(9)
Stocks de combustible	**(132)**	65
Matières et fournitures	**(7)**	(13)
Rabais associé à la limite de revenus, à payer	**277**	227
Créditeurs et charges à payer	**65**	(42)
Impôts sur les bénéfices et impôt sur le capital à payer	**38**	(62)
	73	69

Membres de la haute direction

Jake Epp
Président du conseil d'administration

Jim Hankinson
Président et chef de la direction

Robert Boguski*
Vice-président principal, Services d'affaires et technologie de l'information



Bruce Boland
Vice-président principal, Affaires générales

David Brennan
Vice-président principal, Affaires juridiques et chef du contentieux

Jim Burpee
Vice-président directeur, Développement de l'entreprise

Pierre Charlebois
Vice-président directeur et chef de l'exploitation

Frank Chiarotto**
Vice-président principal, Combustible fossile

Janice Dunlop
Vice-présidente principale, Ressources humaines et chef de l'éthique

Donn Hanbidge
Vice-président principal et chef des finances

Catriona King
Vice-présidente et secrétaire générale

Tom Mitchell
Chef du nucléaire

John Murphy
Vice-président directeur, Hydroélectricité

Ken Nash***
Vice-président principal, Gestion des déchets nucléaires

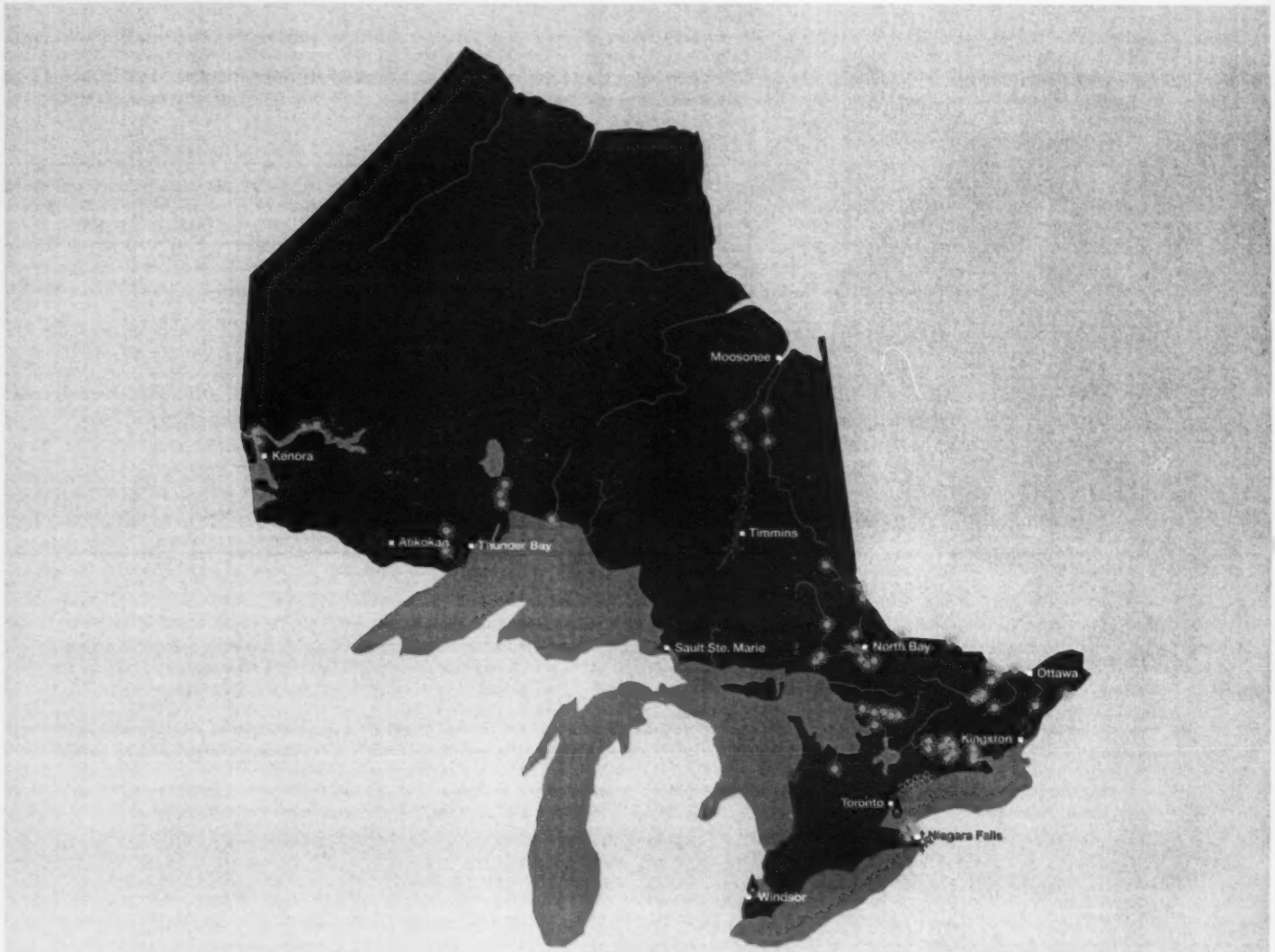
Colleen Sidford
Vice-présidente et trésorière

Jim Twomey***
Vice-président directeur, Combustible fossile

* Nommé le 22 mai 2008.
** Nommé le 1er décembre 2008.
*** Retraité depuis le 31 décembre 2008.

Installations d'Ontario Power Generation

Au 31 décembre 2008, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité totale en service de 21 748 mégawatts (MW).



3	5	2	64	2	3
centrales nucléaires	centrales à combustible fossile	centrale alimentée au gaz en copropriété*	centrales hydroélectriques**	turbines éoliennes	nouveaux projets de production***

* La centrale alimentée au gaz Portlands Energy Centre de 550 MW à Toronto (détenue en copropriété par OPG et TransCanada Energy Ltd.) et la centrale alimentée au gaz Brighton Beach de 580 MW (détenue en copropriété par OPG, ATCO Power Canada Ltd. et ATCO Resources Ltd).

** Comprennent quatre centrales hydroélectriques en réaménagement situées dans le nord-est de l'Ontario (Wawaitin, Sandy Falls, Lower Sturgeon et Hound Chute).

*** Comprennent trois projets hydroélectriques – la centrale hydroélectrique du Lac Seul dans le nord-ouest de l'Ontario (mise en service en février 2009), le tunnel de Niagara, situé près de Niagara Falls, et les projets de réaménagement Upper Mattagami et Hound Chute dans le nord-est de l'Ontario, qui comprennent les centrales Wawaitin, Sandy Falls, Lower Sturgeon et Hound Chute.

Ce rapport annuel est également publié en anglais sur notre site Web –
this annual report is also available in English on our website – **www.opg.com.**

Veuillez recycler.

Le siège social d'Ontario Power Generation Inc. est situé au
700 University Avenue, Toronto, Ontario M5G 1X6;
Téléphone : 416-592-2555 ou 1-877-592-2555

Conception, impression, distribution : Services d'entreprise d'OPG

EN COUVERTURE :
(DE GAUCHE À DROITE, À PARTIR
DE LA GRANDE PHOTO)

- Darren Porter, Northeast Plant Group
- Bob Quinn, centrale Lambton
- Roma Kopechanski, Northwest Plant Group
- Gerry Martineau (à gauche) et John Armstrong (à droite), centrale nucléaire Darlington

PAGE 1

- Norma Siroski (à gauche) et Mario Durepos (à droite), employés d'OPG, accompagnés de Gayle Ballantyne, artiste de la région, 75e anniversaire de la centrale hydroélectrique Abitibi
- Sidra Abid, stagiaire en génie nucléaire
- Employés et bénévoles d'OPG au 50e anniversaire de la centrale hydroélectrique R.H. Saunders
- Dwayne Korchack, Hydroélectricité
- Jeff Veenbaas, Kathy Hoard et Shawn Anderson, centrale Atikokan

PAGE 2

- Adam Cochrane et Ransford Peacock, centrale nucléaire Pickering B
- 45e anniversaire de la centrale à combustible fossile de Thunder Bay
- Dave Jarrel, Niagara Plant Group

PAGE 14

- Victor Kabuga, Remise en état des centrales nucléaires
- Larry Jankovic, centrale Nanticoke
- Centrale nucléaire Darlington
- André LeClerc, Northeast Plant Group
- Katya Milanoski et Richard Baker, Sécurité nucléaire d'OPG
- Complexe Sir Adam Beck 1, mise à niveau de l'unité 7

ONTARIO POWER GENERATION